

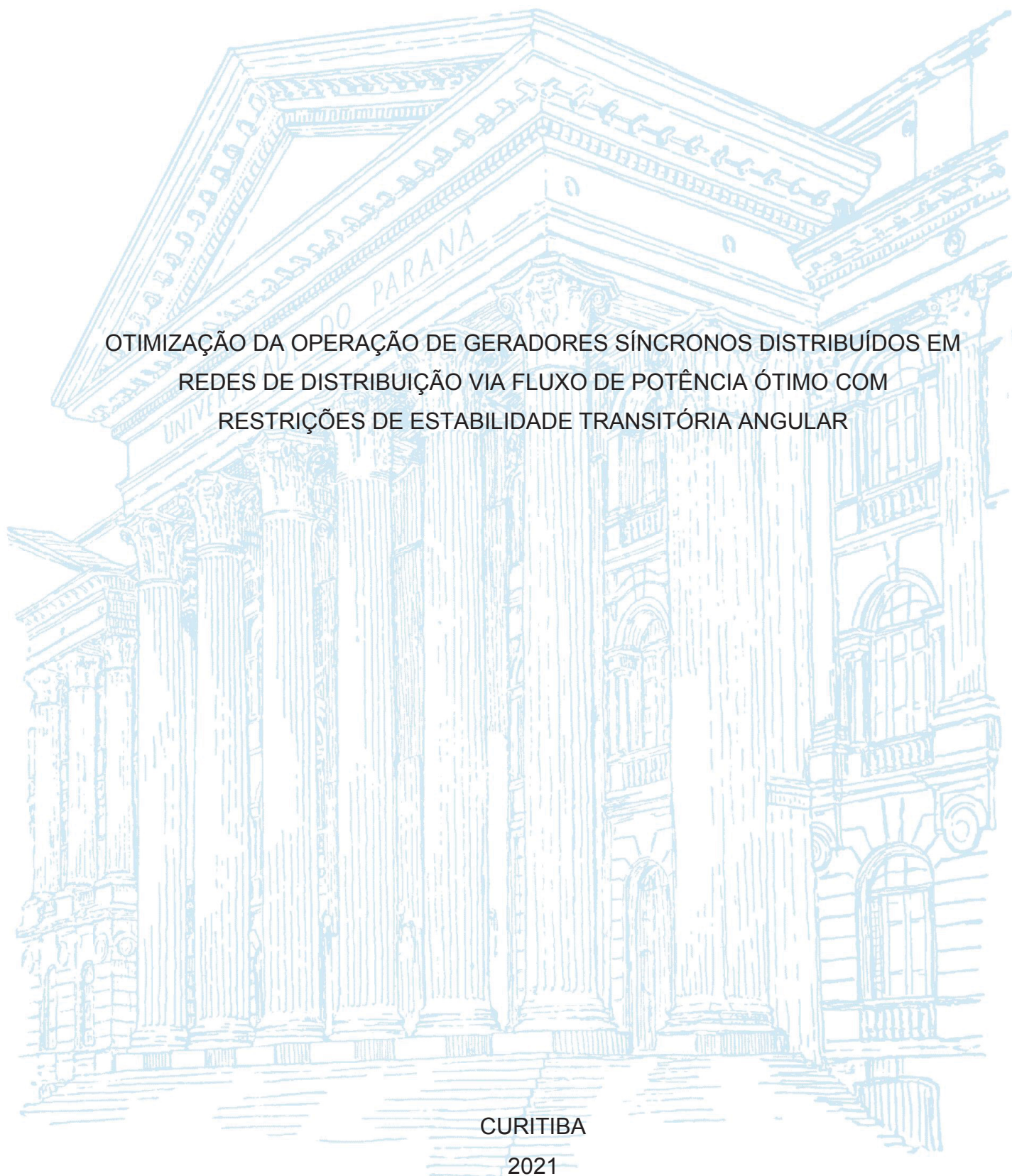
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

DAIANE MARA BARBOSA DE SIQUEIRA

OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO VIA FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM
RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

CURITIBA

2021



DAIANE MARA BARBOSA DE SIQUEIRA

OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS DISTRIBUÍDOS EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO VIA FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM
RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Roman Kuiava

Coorientadora: Profa. Dra. Thelma Solange Piazza
Fernandes

CURITIBA

2021

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

S618o Siqueira, Daiane Mara Barbosa de
Otimização da operação de geradores síncronos distribuídos em redes de distribuição via fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular [recurso eletrônico] / Daiane Mara Barbosa de Siqueira. – Curitiba, 2021.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2021.

Orientador: Roman Kuiava.

Coorientadora: Thelma Solange Piazza Fernandes.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Geração distribuída de energia elétrica. I. Universidade Federal do Paraná. II. Kuiava, Roman. III. Fernandes, Thelma Solange Piazza. IV. Título.

CDD: 621.31

Bibliotecária: Vanusa Maciel CRB- 9/1928

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **DAIANE MARA BARBOSA DE SIQUEIRA** intitulada: **Otimização da operação de geradores síncronos distribuídos em redes de distribuição via fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular**

, sob orientação do Prof. Dr. ROMAN KUIAVA, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 13 de Maio de 2021.

Assinatura Eletrônica

13/05/2021 14:05:41.0

ROMAN KUIAVA

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

13/05/2021 17:58:07.0

ODILON LUIS TORTELLI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

13/05/2021 15:36:45.0

MARCELO FAVORETTO CASTOLDI

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

13/05/2021 13:56:02.0

CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

AGRADECIMENTOS

Esta pesquisa não se desenvolveu de maneira solitária, por uma única autoria, mas por um conjunto de fatores que contribuíram para torná-la exequível. Dentre esses fatores, os de cunho essencialmente pessoal, que primeiramente, refere-se a Deus por guiar-me sempre para o melhor caminho, em seguida a minha família, em especial pelo apoio de minha mãe que incessantemente zela por mim e pelo meu amado esposo, Jefferson, por seu encorajamento, paciência e compreensão pelo tempo aplicado a este trabalho.

Também, as condições propiciadas pelo conhecimento científico compõem a formação dessa dissertação, especificamente os orientadores, professor Roman e a professora Thelma, não somente pela concepção e encaminhamento da pesquisa, mas, muito além disso, pelo incentivo, apoio, confiança depositada, transferência de conhecimento, tempo despendido e disponibilidade.

Por fim, a pesquisa científica engrandece quando compartilhada e questionada, por isso, desde já agradeço à banca avaliadora, por contribuir com o enriquecimento deste trabalho.

RESUMO

A imprevisibilidade da ocorrência de perturbações em redes de distribuição de energia elétrica torna complexa a operação de geradores síncronos distribuídos, uma vez que os esquemas de proteção atuam de modo a retirá-los de operação do sistema, resguardando, assim, a qualidade do fornecimento de energia e a integridade dos geradores. No entanto, como a presença da Geração Distribuída (GD) é benéfica ao sistema e ao produtor independente, o desafio é encontrar a harmonia para a operação, de maneira que se possa gerar mais potência e, ao mesmo tempo, garantir a estabilidade transitória da rede. Para isso, neste trabalho, desenvolve-se um algoritmo de fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular. Tal ferramenta de otimização, é a fusão do fluxo de potência ótimo clássico, composto pelas restrições de balanço de potência e restrições operativas da rede, com as restrições de estabilidade transitória. Estas, incluem as equações de *swing* (ou de oscilação) da máquina síncrona, as quais passam pelo processo matemático de discretização numérica temporal, por meio do método trapezoidal implícito, para, então, serem inseridas no problema de otimização na forma de um conjunto adicional de restrições. Para encontrar a solução, utiliza-se do método dos pontos interiores versão primal-dual com barreira logarítmica, o qual é utilizado para resolver problemas não-lineares de grande escala. Porém, o problema é complexo devido às não-linearidades e a sua resolução inclui mais algumas dificuldades, sendo que, a principal delas, refere-se ao aumento da dimensão do próprio problema de otimização. Para contornar essas adversidades, são propostas, nesta dissertação de mestrado, aproximações nas restrições que compõem a formulação do problema de otimização, no tocante às equações de balanço de potência ativa e reativa e a injeção de potência ativa dos geradores, sendo esta, contida na restrição dinâmica da máquina síncrona e utilizada quando houver um grupo de geradores coerentes. As proposições são implementadas de forma a reduzir o custo computacional e testadas em sistemas de distribuição radiais de 9 barras com um e dois geradores, bem como, num sistema 31 barras com dois e quatro geradores. Enfim, demonstrou-se um grande avanço com a nova formulação, pois, apresenta precisão e grande redução do custo computacional, principalmente, no tempo de simulação, o que é causado pelo uso das aproximações nas restrições e pela programação numérica do algoritmo.

Palavras-chave: Fluxo de Potência Ótimo. Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular. Aproximação do balanço de potência ativa e reativa. Aproximação da equação de *swing*. Ângulo do rotor. Método dos Pontos interiores. Primeiro pico de oscilação. Geradores síncronos distribuídos.

ABSTRACT

The unpredictability of the occurrence of disturbances in the electrical distribution network makes the operation of distributed synchronous generators complex, since the protection schemes act to take them out of operation from the system, thus safeguarding the quality of the power supply and the integrity of the generators. However, as the presence of distributed generation (DG) is beneficial to the system and to the independent producer, the challenge is to find harmony for the operation, so that generate more energy and, at the same time, ensure the transient stability of the network. For this, in this work, is developed an algorithm for transient stability constrained optimal power flow. Such an optimization tool is the fusion of the classic optimal power flow, composed of the power balance constrained and the network's operational constrained, with the transitory stability constrained. These include the swing equations of the synchronous machine, which go through the mathematical process of numerical temporal discretization, using the implicit trapezoidal rule, to then be inserted into the optimization problem in the form of an additional set of constraints. To find the solution, the interior point method is used, in primal-dual version with logarithmic barrier, which is used to solve large-scale nonlinear problems. However, the problem is complex due to non-linearities and its resolution includes some more difficulties, the main one being the increase in the dimension of the optimization problem itself. To circumvent these adversities, are proposed, in this master's dissertation, approximations are proposed in the constraints that make up the optimization problem formulation, with respect to the active and reactive power balance equations and the active power injection of the generators, which is contained in the dynamic restriction of the synchronous and used machine when there is a group of coherent generators. The propositions are implemented in order to reduce the computational cost and tested in 9 bus radial distribution systems with one and two generators, as well as, in a 31-bus system with two and four generators. Anyway, a great advance has been demonstrated with the new formulation, because, compared to the classic one, it presents precision and great reduction of the computational cost, mainly, in the time of simulation, which is caused by the use of approximations in constraints and by numerical programming of the algorithm.

Keywords: Optimal Power Flow. Transient Stability Constrained Optimal Power Flow. Approximation of the active and reactive power balance. Approximation of the swing equation. Rotor angle. Interior point method. First swing stability. Distributed Synchronous Generators.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – QUANTIDADE ANUAL DE CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PAÍS.....	15
FIGURA 2 – CATEGORIAS PARA ESTUDO DE ESTABILIDADE NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA (SEP).	42
FIGURA 3 – SISTEMA ELÉTRICO MULTI-MÁQUINAS PARA ESTUDO DE ESTABILIDADE.	44
FIGURA 4 – REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UM GERADOR SÍNCRONO.....	46
FIGURA 5 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA DE ROTOR CILÍNDRICO.	49
FIGURA 6 – RESPOSTA DO ÂNGULO DO ROTOR À UM DISTÚRBO TRANSITÓRIO.....	54
FIGURA 7 – VARIAÇÃO DO ÂNGULO E VELOCIDADE DA MÁQUINA PARA UMA SITUAÇÃO ESTÁVEL.....	58
FIGURA 8 – ÂNGULOS DOS ROTORES DE UM GRUPO DE GERADORES COERENTES.....	60
FIGURA 9 – RELAÇÃO ENTRE AS FUNÇÕES $\sin(\Delta\delta)$ E $\Delta\delta$	84
FIGURA 10 – RELAÇÃO ENTRE AS FUNÇÕES $\cos\Delta\delta$, 1 E $1 - 12\Delta\delta^2$	86
FIGURA 11 – FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PROPOSTO PARA O FPO-RETA.	93
FIGURA 12 – DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE ESTUDADA.	98
FIGURA 13 – CENÁRIO 1 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM 1 GERADOR SÍNCRONO.....	99
FIGURA 14 – CENÁRIO 2 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM 2 GERADORES SÍNCRONOS.	99
FIGURA 15 – PERÍODO DE TEMPO DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA.	101
FIGURA 16 – ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR SÍNCRONO ALOCADO NA BARRA 8.....	108
FIGURA 17 – VELOCIDADE ANGULAR DO GERADOR SÍNCRONO ALOCADO NA BARRA 8.....	108
FIGURA 18 – POTÊNCIA ACELERANTE DO GERADOR SÍNCRONO ALOCADO NA BARRA 8.....	110

FIGURA 19 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO.....	111
FIGURA 20 – ÂNGULOS DOS ROTORES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE.	113
FIGURA 21 – VELOCIDADES ANGULARES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE...	114
FIGURA 22 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE...	115
FIGURA 23 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 2GDS.....	116
FIGURA 24 – ÂNGULOS DOS ROTORES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).....	118
FIGURA 25 – VELOCIDADES ANGULARES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).	119
FIGURA 26 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).	120
FIGURA 27 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 2GDS, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).	121
FIGURA 28 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE DE 31 BARRAS COM 2 GDS.	123
FIGURA 29 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE DE 31 BARRAS COM 4 GDS.	124
FIGURA 30 – ÂNGULO DO ROTOR DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32 E 33.....	126
FIGURA 31 – VELOCIDADE ANGULAR DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32 E 33.....	127

FIGURA 32 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32 E 33.	128
FIGURA 33 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 2GDS E 31 BARRAS.	129
FIGURA 34 – ÂNGULOS DOS ROTORES DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32, 33, 34 E 35.	132
FIGURA 35 – VELOCIDADE ANGULAR DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32, 33, 34 E 35.	132
FIGURA 36 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32, 33, 34 E 35.	133
FIGURA 37 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 4GDS E 31 BARRAS.	134
FIGURA 38 – ÂNGULOS DOS ROTORES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 À GD4, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).	137
FIGURA 39 – VELOCIDADES ANGULARES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 À GD4, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).	137
FIGURA 40 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 À GD4, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).	138
FIGURA 41 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 4GDS, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).	139

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PAÍS.....	15
TABELA 2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR FONTE DE GERAÇÃO.	16
TABELA 3 – ERRO RELATIVO PERCENTUAL ENTRE A FUNÇÃO ORIGINAL E SUA APROXIMAÇÃO.	85
TABELA 4 – ERRO RELATIVO PERCENTUAL ENTRE A FUNÇÃO ORIGINAL E SUAS APROXIMAÇÕES.	87
TABELA 5 – FPO COM RESTRIÇÃO DO BALANÇO DE POTÊNCIA LINEAR.....	103
TABELA 6 – FPO COM RESTRIÇÃO DO BALANÇO DE POTÊNCIA QUADRÁTICA.	103
TABELA 7 – FPO COM RESTRIÇÃO DO BALANÇO DE POTÊNCIA NÃO-LINEAR.	104
TABELA 8 – RELAÇÃO ENTRE FPO COM RESTRIÇÃO DE BALANÇO DE POTÊNCIA LINEAR E O FPO NÃO-LINEAR.....	105
TABELA 9 – RELAÇÃO ENTRE FPO COM RESTRIÇÃO DE BALANÇO DE POTÊNCIA QUADRÁTICA E O FPO NÃO-LINEAR.	106
TABELA 10 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 1 GD ALOCADA NA BARRA 8.....	107
TABELA 11 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL	112
TABELA 12 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 2 GD ALOCADAS NAS BARRAS 8 E 9, COM A EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA DE FORMA GERAL (2.53).....	112
TABELA 13 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL CENÁRIO 2.....	116
TABELA 14 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 2 GD ALOCADAS NAS BARRAS 8 E 9, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).....	117
TABELA 15 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL CENÁRIO 2, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).....	121
TABELA 16 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 2 GDS ALOCADAS NAS BARRAS 32 E 33.....	125
TABELA 17 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL 31 BARRAS 2GDS.....	130

TABELA 18 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 4 GDS ALOCADAS NAS BARRAS 32, 33, 34 E 35.....	131
TABELA 19 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL 31 BARRAS 4GDS.....	134
TABELA 20 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 4 GDS, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).....	135
TABELA 21 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL 31 BARRAS COM 4 GDS, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).....	139

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS.....	19
1.1.1	Objetivo geral.....	19
1.1.2	Objetivos específicos	19
1.2	JUSTIFICATIVA.....	20
1.3	CONTRIBUIÇÕES	20
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	21
2	PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO E FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	23
2.1	REVISÃO DA LITERATURA.....	23
2.2	FORMULAÇÃO	29
2.2.1	Função objetivo	30
2.2.2	Formulação do balanço de potência	32
2.2.3	Restrições operativas	34
2.3	MÉTODOS DE RESOLUÇÃO	35
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	38
3	FUNDAMENTOS BÁSICOS DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	40
3.1	O PROBLEMA DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	40
3.2	REPRESENTAÇÃO ELÉTRICA DE GERADORES SÍNCRONOS	43
3.3	CONDIÇÕES INICIAIS E POTÊNCIA ATIVA ENTREGUE PELOS GERADORES AO SISTEMA.....	45
3.4	MODELO DA MÁQUINA SÍNCRONA PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE.....	49
3.5	ANÁLISE DE ESTABILIDADE	53
3.6	COERÊNCIA DE GERADORES.....	58
3.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	61
4	FORMULAÇÃO TRADICIONAL DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	63
4.1	REVISÃO DA LITERATURA.....	63
4.2	DISCRETIZAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE <i>SWING</i>	66
4.3	RESTRIÇÕES DAS CONDIÇÕES DE EQUILÍBRIO DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS.....	69

4.4	FORMULAÇÃO CLÁSSICA DO FPO-RETA	69
4.5	DESAFIOS E FORMAS DE OBTENÇÃO DE SOLUÇÃO PARA O FPO-RETA 71	
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	73
5	PROPOSTA PARA O FPO-RETA COM HIPÓTESES SIMPLIFICADORAS.	75
5.1	MODIFICAÇÕES PROPOSTAS NA FORMULAÇÃO CLÁSSICA DO FPO- RETA 75	
5.1.1	Aproximação das equações de balanço de potência ativa e reativa	75
5.1.2	Aproximações nas equações de <i>swing</i> dos geradores	82
5.1.3	Formulação proposta para o FPO-RETA.....	88
5.1.4	Algoritmo e método de resolução	90
5.1.5	Considerações finais.....	95
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	97
6.1	SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO 7 BARRAS	97
6.2	ESTUDO DO FPO COM EQUAÇÕES DE BALANÇO DE POTÊNCIA NÃO- LINEAR, LINEAR E QUADRÁTICO	102
6.3	FPO-RETA PARA 1 GD SISTEMA 7 BARRAS	107
6.4	FPO-RETA PARA 2 GDS SISTEMA 7 BARRAS	112
6.5	SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 31 BARRAS.....	122
6.6	FPO-RETA PARA 2 GDS SISTEMA 31 BARRAS	124
6.7	FPO-RETA PARA 4 GDS SISTEMA 31 BARRAS	130
6.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	140
7	CONCLUSÃO	142
7.1	TRABALHOS FUTUROS	144
	REFERÊNCIAS	146

1 INTRODUÇÃO

Para atender a crescente demanda por energia elétrica e garantir os índices de confiabilidade e continuidade do serviço, de modo a causar menor impacto ambiental, reduzir perdas com o carregamento da rede e adiar investimentos em expansão (COSTA, 2014), concebeu-se que a geração de energia elétrica deveria estar localizada mais próxima aos centros de consumo e conectada às redes de distribuição, o que se convencionou chamar de Geração Distribuída (GD) (WADE, 2019).

Para regulamentar a GD no Brasil, em julho de 2004, entrou em vigência o Decreto Federal nº 5.163, que traz regras sobre a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica no país.

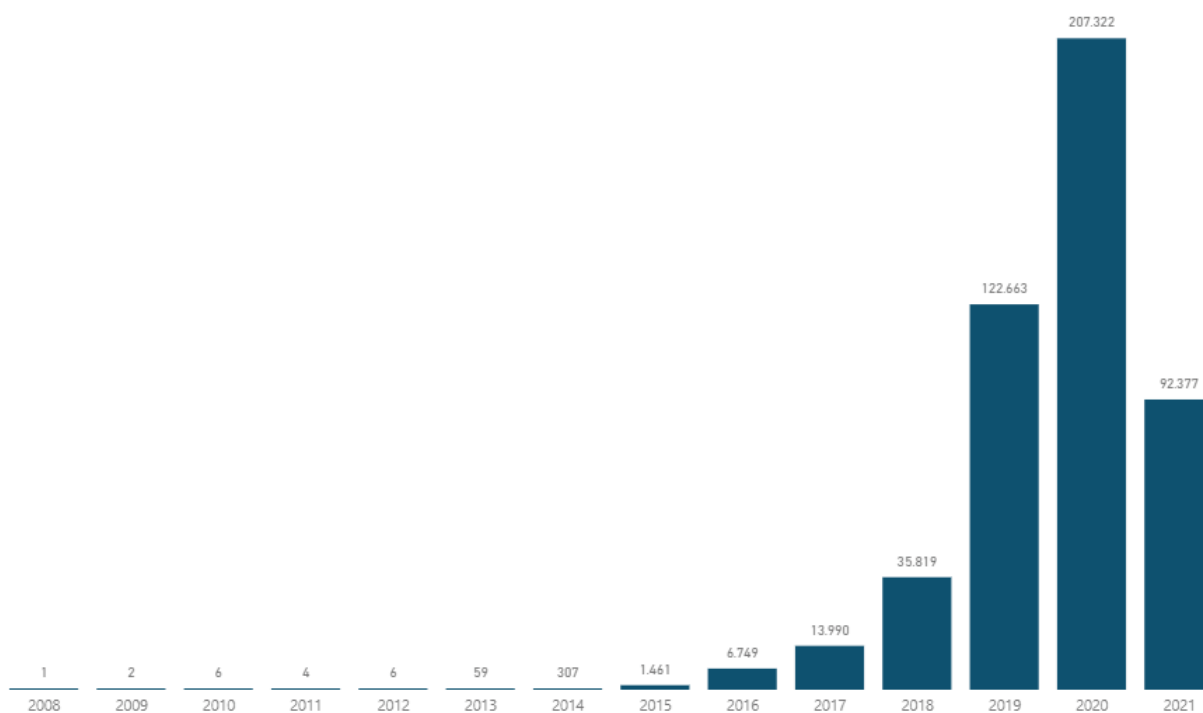
O aludido Decreto, conceitua a GD como “a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador” (BRASIL, 2004). Ainda, tais empreendimentos se referem a hidroelétricas com capacidade instalada inferior a 30 MW e termelétricas, inclusive cogeração, com eficiência energética maior ou superior a 75%.

Posteriormente, em 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A partir dessa, o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica e fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. A mesma normativa, classifica as unidades que utilizam cogeração qualificada ou fontes renováveis em (ANEEL, 2012):

- microgeração com potência instalada menor ou igual a 75 kW;
- minigeração com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica).

Ao longo dos últimos anos, é possível verificar um crescente aumento do uso da GD no sistema elétrico brasileiro, principalmente a partir de 2019 e 2020, como pode ser verificado na FIGURA 1.

FIGURA 1 – QUANTIDADE ANUAL DE CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PAÍS.



FONTE: ANEEL (2021).

No cenário atual, a ANEEL classifica as unidades consumidoras com GD e as que recebem valores monetários resultantes das suas gerações em créditos, nos seguintes tipos: Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Central Geradora Eólica (EOL), Central Geradora Fotovoltaica (UFV) e Usina Termelétrica (UTE) (ANEEL, 2021), conforme TABELA 1.

TABELA 1 – UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PAÍS.

TIPO	QUANTIDADE DE GD	UNIDADES CONSUMIDORAS RECEBEDORAS DE CRÉDITOS	POTÊNCIA INSTALADA (kW)
CGH	21	1.422	13.666,50
EOL	69	132	14.930,70
UFV	480.368	605.098	5.595.494,81
UTE	308	5.056	96.716,52
TOTAL	480.766	611.708	5.720.808,53

FONTE: Adaptada de ANEEL (2021).

De acordo com a TABELA 1, a coluna “quantidade de GD” apresenta o número de unidades de GD, as quais podem indicar mais de uma unidade consumidora para receber os créditos da energia por elas gerados. Nota-se, ainda,

que as CGHs e UTEs oferecem potências instaladas maiores em relação à quantidade de GD, ou seja, com uma única CGH ou UTE é possível obter potência instalada superior aos demais tipos de geração. Nesse aspecto, a geração fotovoltaica é a que consegue menor potência instalada por unidade de geração, mas, é a modalidade de geração de maior facilidade de instalação, o que reflete na maior quantidade desse tipo de GD entre os consumidores.

Outro ponto importante a observar-se é a grande variedade de fontes primárias de geração. Dentre as unidades de GD, destaca-se que as UTEs detêm uma gama de fontes, como, por exemplo, biogás, casca de arroz, resíduos florestais e gás natural, as quais estão apresentadas na TABELA 2 que, também, aponta outras fontes para os demais tipos de geração.

TABELA 2 – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR FONTE DE GERAÇÃO.

COMBUSTÍVEL	QUANTIDADE DE GD	UNIDADES CONSUMIDORAS RECEBEDORAS DE CRÉDITOS	POTÊNCIA INSTALADA (kW)
Bagaço de Cana de Açúcar	12	14	4.651,96
Biogás – Floresta	11	19	1.683,00
Biogás – Resíduos Animais	169	819	32.870,11
Biogás – Resíduos Urbanos	63	3.442	22.523,11
Biogás – Agricultura	22	39	6.172,96
Casca de Arroz	5	7	4.470,50
Cinética do vento	69	132	14.930,70
Gás de Alto Forno – Biomassa	4	11	6.360,00
Gás Natural	10	681	5.931,68
Licor Negro	1	1	67,20
Potencial hidráulico	21	1.422	13.666,50
Radiação solar	480.368	605.098	5.595.494,81
Resíduos Florestais	5	17	10.110,00
Resíduos Sólidos Urbanos	6	6	1.876,00
Total	480.766	611.708	5.720.808,53

FONTE: Adaptada de ANEEL (2021).

Dentre os tipos de GD, a conversão de energia primária em elétrica é possibilitada por intermédio de placas fotovoltaicas, para a fonte solar, e de geradores síncronos no caso de CGHs, UTEs e eólicas, esta, ainda, com a possibilidade de se utilizar geradores assíncronos. O interesse deste trabalho, particulariza-se à GD com o uso de geradores síncronos, os quais diferem construtivamente dos assíncronos por

possuírem um enrolamento de campo do rotor excitado com corrente contínua (CC) e o rotor girar em sincronismo com a onda de fluxo produzida pelas correntes alternadas (CA) da armadura (UMANS, 2014).

A conexão de uma GD no sistema de distribuição pode desencadear alguns obstáculos iniciais, pois, estes sistemas foram dimensionados e instalados há muito tempo, quando não se cogitava a presença de geradores conectados diretamente a eles.

Para se conectar uma GD ao sistema de distribuição deve-se verificar, além de outras situações, como o sistema e os geradores comportam-se em regime permanente quanto aos níveis de tensão e frequência para se manter a qualidade de energia (ANEEL, 2018). Nesse sentido, o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), módulo 3, afirma que o acessante com geração é o único responsável pela sincronização adequada de suas instalações para o sistema de distribuição acessado (ANEEL, 2016).

Logo, a inserção da GD no sistema de distribuição leva à necessidade de se promoverem estudos relacionados ao seu comportamento quando conectada no sistema, ainda na fase de planejamento. Entre os estudos, pode-se mencionar o desafio de controlar a regulação de tensão quando há uma grande quantidade unidades de GD instaladas nas redes de média tensão (VIEHWEIDER et al., 2010), (MORAES e KUIAVA, 2019) e o de dimensionar e coordenar as proteções (HUDANANTA, HARYONO e SARJIYA, 2017).

Nessa perspectiva, em função da ocorrência de distúrbios com a alocação de unidades de GD na rede, as concessionárias de energia como, por exemplo, a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), exigem que sejam apresentados, por parte do acessante, estudos de estabilidade dinâmica, com o objetivo principal de ajustar as proteções e o sincronismo com a rede (COPEL, 2017). Caso haja alguma perturbação que suscite instabilidade do gerador síncrono e as proteções não atuem, danos físicos à máquina síncrona poderão ser ocasionados por conta dos esforços torcionais, com prejuízo para o proprietário do gerador ou agravo na operação do sistema com a não continuidade do serviço, além de danos às cargas.

Assim, para se precaver desses eventuais percalços, é imperioso que se façam simulações computacionais do comportamento da unidade de GD que será inserida no sistema, levando-se em conta as mais severas perturbações, para que se

encontre, então, uma condição estável no retorno ao regime permanente (KUNDUR, 1994).

Não bastasse, também é de suma importância realizar estudos de planejamento da operação a fim de encontrar as melhores condições operativas, levando em consideração diversos critérios, tais como, a redução das perdas nas linhas com a alocação da GD no sistema de distribuição (KUMAWAT et al., 2017), a maximização da capacidade de geração (ABAPOUR, ZARE e MOHAMMADI-IVATLOO, 2013) e a minimização do custo total do sistema de distribuição (BUKIT, MUBARAKAH e NASUTION, 2019), e garantindo, ao mesmo tempo, a operação estável das unidades de GD conectas à rede. Essas soluções operativas, por sua vez, tratam de problemas de otimização, isto é, solucionam um modelo matemático a fim de encontrar pontos extremos de uma função como, por exemplo, menores perdas, maior despacho de geração e menores custos. Contudo, por existir uma grande diversidade de problemas a serem otimizados, deve-se escolher a formulação e a metodologia de solução mais adequada ao alvo de cada estudo.

No caso dos sistemas elétricos de potência, uma abordagem bastante utilizada para formulação de problemas de otimização é o Fluxo de Potência Ótimo (FPO), cuja finalidade é encontrar um estado operativo ideal do sistema de acordo com uma função objetivo, restrita por um conjunto de condições físicas e operativas. Complementarmente, tem-se que a conexão das unidades de GD no sistema implica em adicionar outras restrições técnicas, tais como, níveis de tensão mais restritivos em certas barras da rede para evitar a desconexão mandatória destas unidades, limites nas distorções harmônicas, principalmente, associadas à presença de inversores de frequência, nível de curto-circuito, quantidade de GDs, limites de carregamento das linhas e dinâmica, o que restringe ainda mais o FPO.

Tradicionalmente, o FPO é formulado levando-se em conta somente restrições operativas relacionadas ao regime permanente do sistema. Todavia, com a conexão de unidades de GD na rede, em especial do tipo CGHs ou UTEs, as quais utilizam geradores síncronos, surgem preocupações correlacionadas com distúrbios que podem afetar a máquina e o sistema e, por isso, são crescentes os estudos de otimização envolvendo as características dinâmicas pertinentes à GD, como revelado nas diversas formulações apresentadas por Abhyankar et al. (2017).

Desse modo, considerando o comportamento dinâmico das unidades de GD em resposta à incidência de perturbações no sistema, para ampliar o controle e a

segurança do sistema, garantindo-se uma operação ótima em regime permanente e em regime transitório, utiliza-se o FPO com restrições de estabilidade transitória, o que é chamado de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular (FPO-RETA).

Neste trabalho, portanto, implementa-se um problema de otimização via FPO-RETA com a finalidade de encontrar o ponto ótimo de operação, otimizando-se, com isso, a produção de energia elétrica pelos geradores síncronos distribuídos conectados à rede de distribuição e resguardando-se a estabilidade do sistema.

1.1 OBJETIVOS

Neste item, são apresentados o objetivo geral que se deseja atingir com este trabalho e os objetivos específicos, os quais compõem as etapas para alcançar o objetivo.

1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral desenvolver uma ferramenta computacional para cálculo do ponto de operação ótimo de geradores síncronos em redes de distribuição, em termos de despacho das suas potências ativa e reativa, levando em consideração restrições operativas em regime permanente e em regime transitório.

1.1.2 Objetivos específicos

Para se atingir o objetivo geral, são necessários cumprir os seguintes objetivos específicos:

- propor um conjunto simplificado de equações de balanço de potência que leve em consideração as particularidades das redes de distribuição, também com a finalidade de reduzir a complexidade computacional para a resolução do problema de otimização;
- desenvolver e implementar um conjunto de restrições matemáticas para o FPO que leve em consideração simplificações nas restrições de

estabilidade transitória angular, baseadas na similaridade entre os comportamentos dinâmicos dos geradores presentes no sistema;

- propor uma formulação de FPO-RETA que leve em consideração as hipóteses simplificadoras adotadas para as equações de balanço de potência e para o comportamento transitório de geradores;
- solucionar o FPO-RETA proposto usando o método dos pontos interiores, versão primal-dual, comparando-o com a versão clássica de FPO-RETA para validação da ferramenta proposta e para evidenciar os ganhos computacionais obtidos, em termos de tempo computacional, número de variáveis de controle, dentre outros.

1.2 JUSTIFICATIVA

Em busca da melhor operação do gerador síncrono conectado ao sistema de distribuição, tanto em regime permanente quanto em regime transitório, o FPO-RETA via Método dos Pontos Interiores (MPI) apresenta-se como ferramenta capaz de auxiliar na resolução do problema. No entanto, por incorporar mais restrições, o uso do FPO-RETA eleva a quantidade do número de variáveis e a dimensão do problema, o que, conseqüentemente, aumenta o tempo computacional em relação ao FPO convencional.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Para aprimorar a resolução do FPO-RETA, com o ensejo de se utilizar a programação como ferramenta e critério de decisão para operação em “tempo real”, o presente trabalho contribui para o encontro do menor custo computacional e para a redução da complexidade do problema, utilizando-se, para tanto, das equações aproximadas para as restrições de balanço de potência da rede, das restrições simplificadas de estabilidade transitória (equações de *swing* discretizadas) e das aproximações trigonométricas nas equações de injeção de potência ativa, essas, contudo, apenas nos casos em que houver geradores coerentes.

Outra contribuição deste trabalho (em relação aos trabalhos do grupo que antecederam a este) está na forma utilizada para programação do FPO-RETA, a qual evitou a utilização de matemática simbólica e funções pré-definidas do Matlab. Isso

fez reduzir o tempo computacional de horas para poucos minutos (ao se comparar com as rotinas elaboradas nos trabalhos anteriores).

Portanto, os conceitos, formulações e resultados propostos neste trabalho, que sintetizam um modelo mais completo que o FPO clássico, podem ser aplicados às questões de planejamento da expansão e da operação do sistema. Assim, beneficiam-se deste estudo, as concessionárias de energia, produtores independentes, fornecedores de geradores síncronos e a comunidade acadêmica.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação de mestrado está estruturada da seguinte forma: introdução, fundamentação teórica, material e métodos, resultados e discussão, e considerações finais. Na introdução, contextualiza-se o leitor acerca do assunto tratado nesta dissertação, apresentam-se os objetivos a serem alcançados, justifica-se a importância em se estudar o FPO-RETA e de se propor simplificações e, por fim, indica-se a estrutura da dissertação.

Para iniciar os estudos, recorre-se à pesquisa bibliográfica em busca de ferramentas necessárias para o desenvolvimento do trabalho, tais como, definições, modelos matemáticos, formulações e metodologias, o que compõem os capítulos 2, 3 e 4.

O capítulo 2, aborda o problema de otimização para sistemas elétricos via FPO (sem restrições de estabilidade transitória), o qual é estruturado por uma função objetivo, restrições de igualdade e desigualdade. Então, cada um desses elementos é definido matematicamente e integra as restrições de igualdade de forma clássica, ou seja, o balanço de potência é definido no formato não-linear. Na sequência da formulação do FPO, verificam-se as metodologias para resolvê-lo.

No capítulo 3, são apresentados os fundamentos básicos de estabilidade transitória, necessários para a formulação do FPO com a inclusão de restrições de estabilidade transitória. Neste item, discute-se a representação do comportamento dinâmico de máquinas síncronas por meio de equacionamento diferencial (equação de *swing*). Ainda, discorre-se sobre as maneiras de identificar-se a estabilidade e é apresentado o conceito de coerência de geradores.

Com os conhecimentos adquiridos nos capítulos 2 e 3, sobre o FPO e a estabilidade, é possível, no capítulo 4, formular o FPO-RETA de modo clássico. Para

tanto, as equações de *swing*, até então diferenciais, são transformadas em algébricas por um método matemático.

Porém, como a dimensão e complexidade do problema são majoradas em relação ao FPO, no capítulo 5, propõem-se estratégias para aproximar matematicamente as restrições de balanço de potência e as equações de *swing* dos geradores considerados como coerentes. Em seguida, reformula-se o FPO-RETA com as aproximações e elabora-se o algoritmo para solucioná-lo pelo MPI.

A avaliação e a análise dessas mudanças, propostas para o FPO-RETA, estão presentes no capítulo 6. Para isso, são simulados casos teste mediante a programação do algoritmo.

Em conclusão, a dissertação finaliza com o capítulo 7, no qual são apresentadas as considerações finais e as propostas para pesquisas futuras.

2 PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO E FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo, apresenta-se uma revisão da literatura que descreve as contribuições dos estudos do FPO ao longo do tempo, principalmente no que se refere a aplicação para solução de problemas voltados para as redes de distribuição de energia elétrica. Na sequência, são detalhadas as expressões que compõem o FPO clássico para planejamento da operação de sistemas elétricos: função objetivo, formulação do balanço de potência (restrições de igualdade) e restrições operativas (restrições de desigualdade).

Em seguida, discute-se a metodologia adotada neste trabalho para resolução de FPO, que no caso é o Método dos Pontos Interiores versão Primal-dual com barreira logarítmica, o qual inclui variáveis de folga para transformar as restrições de desigualdade em igualdade e a resolução do problema de otimização pelo Método de Newton.

2.1 REVISÃO DA LITERATURA

A revisão da literatura, tem por objetivo situar o leitor acerca do tema e evidenciar a evolução dos estudos sobre as diferentes aplicações de otimização aos problemas do sistema elétrico, de modo que se possa encontrar um norte para a escolha da formulação e da metodologia de resolução do FPO nesta dissertação.

O FPO é uma ferramenta utilizada para determinar o estado operativo ótimo de um sistema elétrico de potência, em uma dada função objetivo, de modo a satisfazer as restrições físicas e operacionais, sendo formulado, pela primeira vez, em 1962 por Carpentier como um problema não-linear, cujo objetivo era determinar o estado das variáveis que minimizam o custo de geração. A solução do problema de otimização era encontrada pela construção da função lagrangeana em atendimento às condições de otimalidade de Karush-Khun-Tucker (KKT) e ao método iterativo de Gauss-Seidel (CARPENTIER, 1962).

Após a instigação proposta por Carpentier, surgiram outros métodos de resolução, podendo ser citados como exemplos, o método do gradiente reduzido (DOMMEL e TINNEY, 1968), o do Lagrangeano Aumentado, em 1969, proposto por Hestenes e Powell (CASTILLO e O'NEILL, 2013) e o de penalidade (SASSON,

VILORIA e ABOYTES, 1973), sendo que este último implementava a matriz hessiana da função lagrangeana e o de Newton com penalidade (SUN et al., 1984).

Uma nova linha de pesquisa, no entanto, iniciou-se com Karmarkar, em 1984, chamada de MPI, o qual busca a solução ótima pelo interior da região factível com menor número de iterações que os métodos até então conhecidos, porém, computacionalmente mais elaborado se comparado com seus precursores (KARMARKAR, 1984).

Com o passar do tempo e com o avanço tecnológico, novos métodos de resolução do FPO foram surgindo, como os exibidos no estudo de Huneault e Galiana (1991), o qual traz uma coletânea de artigos sobre o FPO resolvido de diversas maneiras, dentre elas, a programação linear e a quadrática, os métodos baseados em gradiente e os métodos de penalidade, muito embora, tenham os autores concluído que o FPO, naquela época, ainda permanecia como um difícil problema matemático, por apresentar algoritmos de lenta resolução e propenso a problemas de condicionamento e de convergência (CAIN, O'NEIL e CASTILLO, 2012), o que foi aprimorado em 1992 por Mehrorta que aplicou o mecanismo preditor-corretor ao MPI para redução do número de matrizes quando se está determinando as direções de busca, fato esse que melhorou o tempo de resolução e convergência (CASTILLO e O'NEILL, 2013).

Em 1994, por sua vez, Granville, na intenção de resolver as adversidades de resolução que recaíam sobre o FPO, incorporou ao MPI o algoritmo Primal-dual com barreira logarítmica, destinado ao despacho ótimo de potência reativa, o qual demonstrou a eficiência do método, cuja formulação estava restrita somente às restrições de balanço de potência ativa (GRANVILLE, 1994). Atualmente, o MPI ainda é muito competitivo e robusto, principalmente porque é capaz de resolver problemas de pequeno a grande porte, com inúmeras restrições e variáveis (GONDZIO, 2012).

Seguindo-se a linha de estudo com foco no MPI, Capitanescu e Wehenkel (2013) escreveram um artigo sobre o MPI com programação não-linear aplicando-o a sistemas teste de escala de 3012 barras e 8387 barras, com o objetivo de minimizar o desvio de geração e as perdas elétricas no uso do FPO clássico e do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança (FPORS). Na análise dos resultados, os autores verificaram que há limitação computacional para a convergência do problema em função do maior número de barras em cenários de múltiplas

contingências, apesar disso, o método apresenta robustez para solucionar grandes sistemas.

O FPO mostra-se um grande aliado para tomada de decisão nesses casos de contingências, decorrentes de uma interrupção repentina ou permanente, oriundas de curto-circuito, manobra ou sobrecarga (LI et al., 2015). Além disso, o FPO auxilia na operação e no planejamento do sistema. Na operação, são tomadas ações de controle sobre a rede e seus equipamentos interligados a ela, como, por exemplo, manter regulação de tensão (DALL'ANESE, BAKER e SUMMERS, 2017), já no planejamento, anteveem-se situações futuras e expansões com novas configurações de topologia de rede, como, por exemplo, planejamento de redes de distribuição com menor custo de implantação (RAVADANEGH e ROSHANAGH, 2014). Isso posto, verifica-se a grande versatilidade e importância do FPO na gestão do sistema elétrico.

De modo a lidar com a tendência de crescimento da inserção de geração distribuída em redes de distribuição, vários autores propõem formulações de FPO considerando a presença de tais unidades geradoras.

Kusakana (2015), fazendo o uso do método de resolução pré-programado no *software* Matlab para programação linear, estudou duas estratégias de controle de operação de gerador diesel, uma contínua e outra do tipo ligada ou desligada, inserindo-o numa rede híbrida com energia fotovoltaica, eólica e baterias, com o objetivo de minimizar o custo de operação, considerando, nesse caso, a intermitência das fontes de energia solar e eólica, estados de carga de bateria e flutuação de demanda.

Já o estudo tratado por Kim (2017), objetiva a alocação da GD com o controle de potência reativa ótima e resolução por algoritmo genético, tendo por escopo, a minimização do custo de instalação da GD e da variação de tensão em cada barra em relação ao seu valor unitário. Os sistemas testes, neste caso, foram de 37 e 13 barras, com cenários sem e com GD para controle de tensão e de potência reativa.

Outro método envolvendo inteligência artificial foi proposto por Mahmoud, Yorino e Ahmed (2016), cujo objetivo é de minimizar perdas no sistema de distribuição com a instalação de múltiplas tecnologias de GDs, fazendo o uso de um método chamado de eficiente analítico para resolução do FPO. Os autores validaram a proposição com os sistemas de 33 e 69 barras e compararam os resultados com um exaustivo algoritmo de FPO, sendo que a proposição apresentou, enfim, um bom desempenho em termos de tempo computacional e precisão.

Na mesma trilha da utilização da inteligência artificial, está o método de enxame de partículas selecionado por Najafi et al. (2017), no qual os autores visam maximizar geração e minimizar perdas anuais na rede com GDs, tendo como fonte a biomassa, testando, para tanto, diversos cenários de carregamento.

Babu e Maheswarapu (2018), entretanto, propõem um novo método utilizando inteligência artificial, o qual foi chamado pelos autores de *Multi Verse Optimisation* (MVO). O referido método tem por objetivo minimizar a perda de potência ativa, minimizar o desvio de tensão nas barras e maximizar o índice de estabilidade de tensão. A proposta foi testada nos sistemas 33 e 69 barras e validada com outras soluções, como, por exemplo, algoritmo genético e enxame de partículas, demonstrando, assim, que a metodologia utilizou um menor número de iterações e encontrou menores perdas na rede.

Com outra metodologia, para reduzir perdas em redes de distribuição com GD, Garces (2016) fez o uso de resolução por aproximação quadrática, propondo uma aproximação baseada na linearização do fluxo de potência, válida para o sistema de distribuição e para o sistema trifásico. Na avaliação da proposta, o autor utilizou o sistema de 37 barras e comparou os resultados numéricos das variáveis com o FPO retangular e relaxação analítica.

Também, pode-se citar o estudo de Fei et al. (2017) no que tange o uso da resolução por aproximação quadrática. O autor propôs inserir geradores distribuídos e veículos elétricos na rede de distribuição, além de coordenar os despachos de cada um deles, com a finalidade de otimizar o ponto de carga dos veículos e de entrega das GDs. Para simulação, o autor utilizou o sistema de 33 barras, com a substituição das restrições não-lineares entre potência e tensão por equações de sensibilidade, obtendo, com isso, restrições linearizadas.

A aproximação linear sucessiva também é um método matemático de resolução que possui interessante aplicação no que toca a redução das perdas elétricas e a maximização de potência gerada pelas GDs. Pode-se destacar, neste ponto, o estudo realizado por Chen, Xiao e Wang (2019), no qual, os autores empregam uma formulação de intervalo de incerteza no FPO (*Interval optimal power flow* (I-OPF)).

Em outros trabalhos, o FPO com a presença da GD é resolvido pelo MPI, como no proposto por Meng (2014) que utilizou o FPO para o sistema de distribuição trifásico resolvido pelo MPI versão Primal-dual, cujo objetivo foi de minimizar o custo

da potência gerada pelas GDs, incluindo transformadores de estado sólido na rede, os quais se mostraram importantes no controle de injeção de reativos.

Zhou (2016), almejando reduzir as perdas elétricas e explorar os benefícios da inclusão da GD, como o aumento de potência ativa e regulação de tensão, inseridas por fontes de geração fotovoltaica e eólica, inclui uma função de penalidade no objetivo do problema a fim de lidar com variáveis discretas e explorar a potência reativa da GD.

Outro estudo envolvendo o MPI é o de Delgado (2017), o qual implementa para redução das perdas, um Fluxo de Potência Ótimo Reativo (FPOR) com uma nova abordagem de resolução pelo MPI versão primal-dual com barreira logarítmica modificada. A metodologia é testada em diversos sistemas, como o IEEE 7, 14, 30 e 118 barras, bem como, validada em comparação com os valores numéricos de perdas obtidas por outros métodos, como o algoritmo genético adaptativo linear, o método híbrido de barreira logarítmica, o lagrangeano aumentado e o MPI.

No artigo de Zhang et al. (2019), propôs-se um despacho ótimo de potência reativa para energia renovável com coordenação das diferentes GDs de acordo com a estrutura topológica e considerando a impedância dos alimentadores das linhas internas da geração até a subestação. O MPI na versão Primal-dual foi utilizado por Zhang et al. com o objetivo de minimizar a variação de tensão, maximizar a potência reativa dos aerogeradores e minimizar a potência reativa das demais GDs. Desse modo, observa-se que a estratégia utilizada foi a de priorizar a energia reativa dos aerogeradores, sendo que, para validar o estudo, os autores apresentaram um caso real do norte da China, mostrando-se, assim, a sua eficácia.

De acordo com as informações levantadas, é possível identificar as ferramentas de otimização e métodos de solução, conforme a QUADRO 1.

QUADRO 1 – REVISÃO DA LITERATURA SOBRE AS FERRAMENTAS DE OTIMIZAÇÃO E MÉTODOS DE SOLUÇÃO.

Referência	Tipo de Otimização	Método de solução
DANTZIG (1947)	Programação Linear	Simplex
FRISCH (1955)	Programação Convexa	Barreira Logarítmica
CARPENTIER (1962)	FPO	Gauss-Seidel
DOMMEL e TINNEY (1968)	FPO	Gradiente Reduzido
HESTENES e POWELL (1969)	Programação não-linear	Lagrangeano Aumentado
SASSON, VILORIA e ABOYTES (1973)	FPO	Penalidade
KARMARKAR (1984)	Programação Linear	MPI
HUNEULT e GALIANA (1991)	FPO	Gradiente e Penalidade
MEHRORTA (1992)	Programação Linear	Preditor-corretor ao MPI
GRANVILLE (1994)	FPO	MPI versão Primal-dual com barreira logarítmica
CAPITANESCU e WEHENKEL (2013)	FPO e FPORS	MPI
KUSAKANA (2015)	FPO	MATLAB (<i>fmincon</i>)
KIM (2017)	Potência reativa ótima	Algoritmo genético
MAHMOUD, YORINO e AHMED (2016)	FPO	Método eficiente analítico
NAJAFI et al. (2017)	Frente de Pareto	Enxame de Partículas
BABU e MAHESWARAPU (2018)	Acomodação ótima de geradores distribuídos	<i>Multi Verse Optimisation</i>
GARCES (2016)	FPO	Aproximação quadrática
FEI et al. (2017)	Programação Convexa	Aproximação quadrática
CHEN, XIAO e WANG (2019)	I-OPF	Aproximação linear sucessiva
MENG (2014)	FPO	MPI versão Primal-dual
ZHOU (2016)	FPO	MPI
DELGADO (2017)	FPOR	MPI versão Primal-dual com barreira logarítmica modificada
ZHANG et al. (2019)	FPO	MPI versão Primal-dual
Trabalho proposto	FPO-RETA	MPI versão Primal-dual com barreira logarítmica

FONTE: A autora (2020).

Nesse sentido, percebe-se que a maioria dos estudos de otimização e com GD na distribuição valem-se da formulação do FPO e têm por objetivo reduzir as perdas, minimizar os desvios de tensão, diminuir os custos de operação, condicionar o despacho de potência ativa e reativa e regular os desvios de potência da GD. Entre os métodos de resolução mais recentes, pode-se destacar os diversos estudos que

empregam a inteligência artificial e, também, o consolidado MPI que apresenta empregabilidade em sistemas de grande porte e severamente restritos. Quanto a validação das metodologias propostas, os autores utilizam sistemas teste simulados em *softwares* e, seus resultados, são comparados com outros métodos ou cenários ou alterações/simplificações, nas formulações matemáticas. Por fim, é possível denotar que os algoritmos empregados nos estudos são avaliados, quanto a sua eficiência, em relação aos custos computacionais, tais como, o número de variáveis geradas pela programação, o número de iterações e o tempo de processamento.

2.2 FORMULAÇÃO

Um problema de otimização, pode ser formulado de forma genérica, conforme verificado nos estudos das teorias até aqui expostas, da seguinte maneira:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & f(x) \\ \text{sujeito a} & h(x)=0 \\ & l \leq g(x) \leq u \end{array} \quad (2.1)$$

em que,

x : variáveis do problema de otimização;

$f(x)$: função objetivo;

$h(x)$: restrições de igualdade;

$g(x)$: restrições de desigualdade;

l e u : são vetores dos limites inferior e superior das variáveis, respectivamente.

O primeiro passo para se formular um FPO é definir as variáveis, as quais podem ser de controle (chamadas independentes) ou de estado (chamadas dependentes). As variáveis de estado, compreendem um conjunto mínimo de variáveis capazes de caracterizar unicamente a operação da rede elétrica, como os módulos e ângulos de fase das tensões relativos à referência do sistema, enquanto as de controle, são alteradas durante a busca pela solução, conduzindo, assim, o processo iterativo para a solução ótima. São exemplos de variáveis de controle a

potência ativa e reativa, a magnitude de tensão do gerador e o *tap* dos transformadores (ALVES, 2005).

Conhecidas as variáveis a serem utilizadas no FPO, parte-se para a formulação da função objetivo, na qual devem ser lançados os parâmetros que se deseja otimizar, para, então, definir as condições limitantes representadas pelas restrições de igualdade e desigualdade. Os componentes do FPO, no entanto, são detalhados com mais precisão nos próximos itens.

2.2.1 Função objetivo

Como visto na revisão bibliográfica, há um enorme leque de possibilidades para a concepção da função objetivo e das restrições, o que contribui para o avanço nas formulações do FPO. A função objetivo traz as informações dos parâmetros que se deseja otimizar de forma a encontrar o seu mínimo ou máximo, sendo composta por funções lineares ou não-lineares a depender do problema a ser estudado. Quanto ao tipo de abordagem, o problema poder ser formulado por uma única função objetivo (mono-objetivo) ou mais de uma (multi-objetivo).

Verifica-se, ainda, que as funções objetivo mais utilizadas no problema de FPO são aquelas que buscam minimizar perdas ativas da rede, minimizar o custo de geração e minimizar a adoção de corte de carga, cujas formulações podem ser verificadas no estudo de Alves (2005).

Neste trabalho, em razão do foco ser direcionado aos geradores distribuídos em redes de distribuição, a função objetivo, já desenvolvida anteriormente por demais autores (FUCHS, 2015), (FUCHS, KUIAVA e FERNANDES, 2015), (BLOCK, 2016) e (WIELER, 2019), considera os seguintes aspectos:

- a) minimizar as perdas ativas nos ramos da rede de distribuição: para minimizar as perdas, busca-se minimizar a geração total de potência ativa na rede, tanto aquela proveniente da subestação, quanto aquela das GDs, Ao se buscar a menor combinação de geração, a qual deve sempre atender à demanda, está subentendido que se busca uma combinação que implica em menor perda total do sistema. Isso leva a melhoria da eficiência e conservação de energia elétrica, beneficiando diretamente a concessionária de energia, pois se reduz os custos de operação;

- b) maximizar o despacho de potência ativa das GDs despacháveis: este aspecto tende a desonerar os ramos de distribuição de energia elétrica e contribui para a minimização das perdas, pois, a injeção de potência ativa estará mais próxima dos centros de consumo em relação à energia proveniente da subestação, além disso, há um benefício para o produtor independente, garantindo-lhe operar com a máxima potência ativa possível, de modo a atender aos critérios operativos estabelecidos pelas restrições do FPO;
- c) minimizar a potência reativa das GDs: este critério vem de encontro ao que determina o módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018), a operação nas GDs faz-se com o fator de potência mais próximo possível do unitário, de maneira que não sejam responsabilizadas pelo controle de reativo na rede elétrica e para que não existam despesas com fator de potência além do estabelecido.

Logo, a função objetivo adotada neste trabalho é dada por:

$$f(P_{Gi}, Q_{Gi}) = \omega_p \sum_{i=1}^{N_{GD}+1} P_{Gi} + \omega_{maxP_G} \sum_{i=1}^{N_{GD}} (P_{Gimax} - P_{Gi})^2 + \omega_{minQ_G} \sum_{i=1}^{N_{GD}} Q_{Gi} \quad (2.2)$$

onde,

ω_p : peso atribuído à função objetivo referente à minimização de perdas ativas nos ramos do sistema;

ω_{maxP_G} : peso atribuído à função objetivo referente à maximização do despacho de potência ativa das unidades de GD conectadas ao sistema;

ω_{minQ_G} : peso atribuído à função objetivo referente à minimização de potência reativa das unidades de GD conectadas ao sistema;

N_{GD} : número de unidades de GD alocadas no sistema;

P_{Gimax} : capacidade máxima do i-ésimo gerador;

P_{Gi} : potência ativa do i-ésimo gerador;

Q_{Gi} : potência reativa do i-ésimo gerador.

O primeiro termo, referente às perdas, considera a potência ativa total do sistema, inclusive a entregue pela subestação ($N_{GD} + 1$), enquanto que os demais

termos são somente correspondentes aos geradores distribuídos. Destaca-se, ainda, que os pesos atribuídos à função objetivo influenciam no condicionamento e convergência do problema e tem como finalidade ponderar os termos da função de forma mais intensa, o que exige a avaliação das grandezas de cada critério para se encontrar os valores ideais.

2.2.2 Formulação do balanço de potência

Tal como o Fluxo de Potência (FP) convencional, as características da rede provêm das equações de balanço de potência obtidas pela aplicação das Leis de Kirchhoff e limitam o FPO convencional (em corrente alternada) por meio das restrições de igualdade que relacionam as variáveis dependentes e independentes. A quantidade e a concepção das restrições de igualdade dependem das particularidades de operação da rede, podendo ser acrescentadas novas funções como, por exemplo, intercâmbio de áreas, curva de capacidade de um gerador ou, ainda, simplificadas as variáveis, tornando-as nulas ou fixas. Neste trabalho, em linhas iniciais, as restrições de igualdade do FPO são tratadas em seu modelo convencional, apenas considerando os balanços de potência ativa e reativa não-lineares. Mais adiante, no próximo capítulo, será apresentada a proposta desta dissertação de equações de balanço de potência simplificadas, com o intuito de reduzir a complexidade computacional para solução do FPO-RETA.

Para isso, inicia-se com a modelagem da rede observando todos os seus componentes, tais como, transformadores, linhas e cargas, representados em função de suas características elétricas de resistência e reatância na chamada matriz de admitância de barras (Y_{bus}), a qual conserva a estrutura das linhas, ou seja, é possível saber quais elementos estão conectados entre si. A modelagem dos elementos da rede e a construção da referida matriz, podem ser observadas na literatura como em (MONTICELLI, 1983) e (FERNANDES, 2004).

Para compor essas expressões, empregam-se na equação (2.3) as representações nas formas retangular e trigonométrica dos fasores de tensão, respectivamente:

$$V_i = e_i + jf_i = |V_i| \cos \theta_i + j|V_i| \sin \theta_i \quad i = 1, \dots, nb \quad (2.3)$$

sendo,

e_i : parte real do fasor da tensão na barra i ;

f_i : parte imaginária do fasor da tensão na barra i ;

V_i : fasor da tensão na barra i ;

θ_i : ângulo do fasor da tensão na barra i ;

nb: número total de barras do sistema.

A partir disso, as equações de balanço das potências ativa e reativa podem ser escritas na forma a seguir:

$$\vec{P} = \vec{P}_G - \vec{P}_D = \text{real} [\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^*] \quad (2.4)$$

$$\vec{Q} = \vec{Q}_G - \vec{Q}_D = \text{imag} [\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^*] \quad (2.5)$$

onde,

\vec{P} : vetor de injeções de potência ativa em cada barra, dimensão nb x 1;

\vec{Q} : vetor de injeções de potência reativa em cada barra, dimensão nb x 1;

\vec{P}_G : vetor de injeção de potência ativa em cada barra, dimensão nb x 1;

\vec{P}_D : vetor de demanda de potência ativa em cada barra, dimensão nb x 1;

Y_{bus} : matriz de admitância de barra, dimensão nb x nb;

\vec{Q}_G : vetor de injeção de potência reativa em cada barra, dimensão nb x 1;

\vec{Q}_D : vetor de demanda de potência reativa em cada barra, dimensão nb x 1;

\vec{V} : vetor dos fasores de tensão nas barras, dimensão nb x 1.

As equações (2.4) e (2.5) são as restrições de igualdade não-lineares do FPO. A característica não-linear é devida ao fluxo de potência ser em corrente alternada, logo, o problema é complexo nos aspectos elétrico e computacional em virtude de o processo de otimização ser não convexo de grande porte (CAIN' O'NEIL e CASTILLO, 2012).

2.2.3 Restrições operativas

As limitações operativas ocasionadas, seja por questões de estrutura, de custo ou elétricas, podem ser classificadas como físicas, operacionais e de segurança. As físicas, caracterizam-se pelo limite construtivo dos componentes do sistema, como, por exemplo, os valores dos taps dos transformadores e de potência de geração. Os limites operacionais, por sua vez, são aqueles regulamentados para que sejam eletricamente adequados ao sistema e podem ser exemplificados pelas magnitudes de tensão nas barras e pelo defasamento angular entre as barras. Já as restrições de segurança, relacionam o conjunto de condições de violação do sistema após uma contingência, tal como a saída forçada de uma linha de transmissão (ARAUJO, 2005).

Caso esses limites não sejam respeitados, é possível resultar em uma resposta de operação não factível fisicamente, como, por exemplo, tensões acima das permitidas e geração de potência ativa negativa. Os limites operativos são, portanto, representados por inequações, em que a variável permanece restrita por um valor mínimo e/ou máximo. Matematicamente, no entanto, as inequações chamam-se de restrições de caixa e, quando alguma variável atinge seu valor limite, isto é, torna-se igual ao valor máximo ou mínimo, a restrição é dita ativa.

Em algumas formulações existem dificuldades no condicionamento das restrições de desigualdade, o que pode se dar em razão de um grande número de restrições envolvidas e, também, pela impossibilidade de se identificar inicialmente quais restrições estarão ativas na solução final e das imprecisões na atualização das variáveis dependentes.

A formulação de uma restrição de desigualdade, bem como, a de igualdade, depende do caso a ser estudado. Pode-se citar, como exemplos, os limites de potência reativa, do *tap* do transformador, do ângulo de defasagem entre as barras e os limites das correntes nos ramos. No presente estudo serão considerados os limites físicos das potências ativas e reativas de geração e os limites operacionais das tensões nas barras, como detalhado a seguir:

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax} \quad (2.6)$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax} \quad (2.7)$$

$$\vec{V}_{min} \leq \vec{V} \leq \vec{V}_{max} \quad (2.8)$$

onde,

\vec{P}_{Gmin} : vetor de capacidade mínima de potência ativa dos ng geradores, inclusa a subestação da barra de referência, dimensão (ng x 1);

\vec{P}_{Gmax} : vetor de capacidade máxima de potência ativa dos ng geradores, inclusa a subestação da barra de referência, dimensão (ng x 1);

\vec{Q}_{Gmin} : vetor de capacidade mínima de potência reativa dos ng geradores, inclusa a subestação da barra de referência, dimensão (ng x 1);

\vec{Q}_{Gmax} : vetor de capacidade máxima de potência reativa dos ng geradores, inclusa a subestação da barra de referência, dimensão (ng x 1);

\vec{V}_{min} : vetor do limite mínimo de tensão em cada barra do sistema, dimensão (nb x 1);

\vec{V}_{max} : vetor do limite máximo de tensão em cada barra do sistema, dimensão (nb x 1).

2.3 MÉTODOS DE RESOLUÇÃO

Com as restrições de igualdade e desigualdade definidas, a formulação do FPO convencional, com apenas as restrições operacionais de regime permanente é dado por:

Minimizar

$$f(P_{Gi}, Q_{Gi}) = \omega_p \sum_{i=1}^{N_{GD}+1} P_{Gi} + \omega_{maxP_G} \sum_{i=1}^{N_{GD}} (P_{Gimax} - P_{Gi})^2 + \omega_{minQ_G} \sum_{i=1}^{N_{GD}} Q_{Gi}$$

Sujeito a

$$\vec{P} = \vec{P}_G - \vec{P}_D = \text{real} [\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^*]$$

$$\vec{Q} = \vec{Q}_G - \vec{Q}_D = \text{imag} [\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^*]$$

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax} \quad (2.9)$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax}$$

$$\vec{V}_{min} \leq \vec{V} \leq \vec{V}_{max}$$

Essa formulação do FPO, bem como, qualquer outro problema de otimização, pode ser classificada em linear ou não-linear. O FPO é dito linear se a função objetivo e restrições forem compostas por equações lineares, caso a função objetivo ou alguma das restrições forem compostas por equações não-lineares, o FPO é dito não-linear. A equação (2.9) apresenta a formulação do conjunto de restrições de igualdade do balanço de potência ativa e reativa na forma não-linear.

Após formulado o FPO deve-se escolher um método para solução do problema, que, segundo a literatura, são classificados em tradicionais e metaheurísticos (KHAMEES, BADRA e ABDELAZIZ, 2016).

Os métodos metaheurísticos, também chamados de métodos de inteligência artificial, estocásticos ou de não-determinísticos, utilizam uma combinação probabilística de escolhas aleatórias para buscar a solução do caso. São vantajosos, pois apresentam maior flexibilidade, não calculam derivadas, buscam a solução por múltiplos caminhos e encontram um mínimo global. Já as suas desvantagens, são o maior esforço computacional para problemas de grande porte (com grande número de variáveis), solução final não muito precisa e dificuldade em problemas severamente restritos (AMORIM e MANTOVANI, 2006). Pode-se citar, como exemplos encontrados na revisão da literatura, os métodos dos algoritmos genéticos, algoritmos evolutivos e enxame de partículas.

Os métodos tradicionais, também conhecidos como programação matemática, métodos clássicos ou métodos determinísticos, baseiam-se em programação matemática e dependem, geralmente, de um ponto inicial a ser otimizado. São implementados para resolver um FPO de diferentes tamanhos, tipos de aplicação e naturezas de restrições. Apresentam vantagem por possuírem maior precisão nos resultados e, em alguns casos, menor tempo de processamento. Porém, têm algumas desvantagens, como a necessidade do cálculo de derivadas, a requisição de parâmetros de controle e a busca pela solução por um único caminho. São exemplos de métodos de resolução determinísticos encontrados na revisão bibliográfica: o simplex, métodos baseados no gradiente, lagrangeano aumentado, Newton, pontos interiores, programação quadrática e linear.

Como no decorrer deste trabalho ao FPO serão impostas mais restrições e o número de variáveis será majorado, escolhe-se um método determinístico para a resolução do FPO que mantenha certa precisão e menor tempo de processamento. Dessa maneira, O MPI, dentre o conjunto de métodos determinísticos citados, é um

dos mais robustos, pois apresenta convergência para difíceis e grandes sistemas, é amplamente utilizado para otimização de sistemas de potência com característica não-lineares e possui facilidade de implementação em relação a outros métodos. Portanto, o MPI será o método utilizado neste trabalho, porém, em sua versão primal-dual com barreira logarítmica.

Para a resolução do FPO pelo MPI versão primal-dual com barreira logarítmica, efetuam-se algumas modificações no problema de otimização original:

- a) transformam-se as restrições de desigualdade em restrições de igualdade, com a inserção de variáveis de folga:

$$\begin{aligned} g(x) - l - \underline{s} &= 0 \\ g(x) - u + \bar{s} &= 0 \end{aligned} \quad (2.10)$$

onde,

\underline{s} e \bar{s} : variáveis de folga estritamente positivas dos limites inferior e superior, respectivamente.

- b) como as variáveis de folga não devem ser negativas, introduz-se na função objetivo a função barreira logarítmica. Esta, penaliza as estimativas de solução próximas aos limites de desigualdade, as quais são associadas às variáveis de folga próximas de zero. A nova representação, então, passa a ser:

$$\begin{aligned} &\text{minimizar} && f(x) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(\underline{s}) + \ln(\bar{s})] \\ &\text{sujeito a} && h(x) = 0 \\ &&& g(x) - l - \underline{s} = 0 \\ &&& g(x) - u + \bar{s} = 0 \end{aligned} \quad (2.11)$$

onde,

$ndes$: número de restrições de desigualdade;

μ : parâmetro de barreira.

- c) escreve-se a função lagrangeana associada ao problema:

$$L(x, \lambda, \underline{\pi}, \bar{\pi}, \underline{s}, \bar{s}) = f(x) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(\underline{s}) + \ln(\bar{s})] + \lambda^T h(x) + \underline{\pi}^T [g(x) - l - \underline{s}] + \bar{\pi}^T [g(x) - u + \bar{s}] \quad (2.12)$$

onde,

λ : vetor com dimensão ($nig \times 1$), composto por multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade;

$\underline{\pi}$: vetor com dimensão ($ndes \times 1$), composto por multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos;

$\bar{\pi}$: vetor com dimensão ($ndes \times 1$), composto por multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos;

nig : número de restrições de igualdade.

- d) A partir disso, soluciona-se o problema iterativamente por meio do método de Newton até que se atendam às condições necessárias de otimalidade de KKT.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, contextualizou-se o problema de otimização do FPO e sua formulação geral, a qual é composta por uma função objetivo e restrições de igualdade e desigualdade.

Verificou-se, ainda, que o FPO é um grande aliado para tomada de decisão, com o intuito de se descobrir a melhor operação do sistema elétrico. Então, traçou-se a função objetivo para minimizar perdas nos ramos do sistema, maximizar o despacho de potência ativa e minimizar a potência reativas dos geradores síncronos distribuídos.

Na sequência, formulou-se o balanço de potência, no formato não-linear, para integrar as restrições de igualdade do FPO. Após, para compor as restrições de desigualdade do FPO, foram apresentadas as restrições físicas de geração, limitadas pelas potências ativa e reativa, máximas e mínimas, e a restrição operativa, circunscrita pela tensão, mínima e máxima, em cada barra do sistema.

Finalmente, o FPO pode ser formulado com as restrições de igualdade de potência ativa e reativa no formato não-linear e, com as restrições de desigualdade.

Para solucionar o FPO, foram apresentados alguns métodos de resolução e escolhido o MPI versão primal-dual com barreira logarítmica, o qual, trabalha somente com restrições de igualdade e, por isso, requer a inclusão de variáveis de folga nas restrições de desigualdade. Outra mudança necessária no FPO, foi a inclusão da função barreira logarítmica na função objetivo para permanecer distante das regiões de fronteira da região factível, situação que, após concluída, permitiu a solução do problema com a formação da função lagrangeana e pelo método de Newton.

3 FUNDAMENTOS BÁSICOS DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Esta seção trata do problema de estabilidade transitória em sistemas elétricos de potência. Primeiramente, conceitua-se a estabilidade e discorre-se sobre a modelagem matemática do comportamento dinâmico da máquina síncrona em resposta a uma grande perturbação no sistema. Com o uso desse modelo, discute-se a abordagem utilizada para se inferir sobre a estabilidade transitória do sistema. Ainda, levando em consideração que os geradores síncronos distribuídos podem apresentar comportamentos dinâmicos parecidos entre si em resposta a grandes perturbações, discorre-se sobre o conceito de coerência de geradores, de modo que simplificações possam ser adotadas em parte do conjunto de restrições que compõem o FPO-RETA, conforme é proposto no capítulo 5.

3.1 O PROBLEMA DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Um sistema de potência, adequado em projeto e operação, tem como princípios fundamentais:

- 1) atendimento contínuo da demanda das cargas ativas e reativas;
- 2) a energia para suprir o sistema deve ser com custo e impacto ambiental mínimos;
- 3) deve-se manter o nível de confiabilidade, bem como, tensão e frequência dentro de níveis toleráveis e definidos por regulamentação.

Para a confiabilidade do serviço, o sistema deve ser projetado e operado para que as mais diversas possibilidades de contingências não resultem em descontrole e interrupções generalizadas ou em cascata (KUNDUR, 1994).

Em conformidade a isso, define-se a estabilidade de sistemas de potência como a capacidade do sistema, dada uma condição inicial de operação, retornar a um estado operativo de equilíbrio após ser submetido a um distúrbio, com a maioria das variáveis do sistema dentro de seus limites (KUNDUR et al., 2004).

Neste ponto, destaca-se que a estabilidade foi reconhecida pela primeira vez, em 1920, como um problema importante (STEINMETZ, 1920), mas, somente em 1930, desenvolveu-se o Fluxo de Potência para estudos em regime permanente de sistemas em corrente alternada, que possibilitou o conhecimento de tensões,

correntes e potência em qualquer local da rede. Entretanto, o modelo dinâmico ainda era resolvido à mão passo-a-passo com a integração numérica e o gerador representado como um simples gerador de tensão atrás de uma reatância fixa (KUNDUR, 1994).

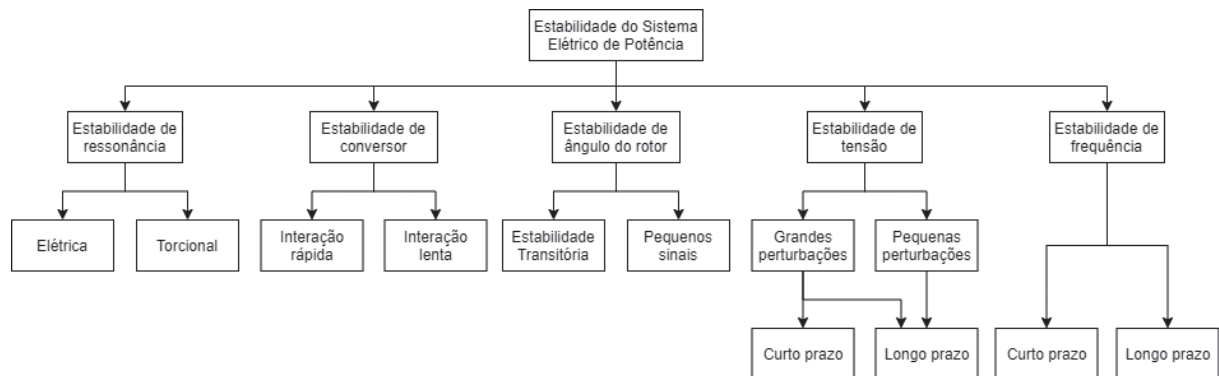
Com o avanço computacional, surgiu a possibilidade de simular redes de maior dimensionalidade e de detalhar os modelos da máquina síncrona, bem como, reproduzir o modelo multi-máquinas, o sistema de excitação e o regulador de velocidade.

Tal importância nos estudos de estabilidade, reforçou-se após um *blackout* no nordeste dos Estados Unidos, em 1965, fato que levou à criação da NERC (*North American Electric Reliability Corporation*), em 1968, a qual tem como premissa garantir a redução efetiva e eficiente dos riscos à confiabilidade e segurança da rede elétrica (NEVIUS, 2020). Nesta época, muitas indústrias concentravam-se no estudo da estabilidade transitória, principalmente em sua modelagem e critérios de operação, o que levou a algumas soluções práticas como: rápido tempo de eliminação da falta, rápida resposta dos sistemas de excitação e inclusão de capacitores em série.

Pode-se dizer ainda que, inicialmente, os problemas de estabilidade estavam associados com a geração hidráulica localizada remotamente aos centros de consumo e com grandes linhas de transmissão. Com o passar do tempo, as interconexões entre os sistemas independentes de geração, tornaram-se economicamente atrativos, aumentando, com isso, a complexidade dos problemas de estabilidade. A crescente inserção de geradores síncronos distribuídos na rede, reforça ainda mais a importância de se estudar o tema, pois o grande número de interconexões e a crescente injeção de potência na rede, torna o gerador mais susceptível à instabilidade quando exposto a uma perturbação, de modo a produzir sobreaquecimento, defeitos mecânicos e redução da vida útil da máquina (KUIAVA et al., 2008) e (SALIM et al., 2011).

Devido à grande dimensão e complexidade do problema da estabilidade, com o objetivo de tornar a análise e a resolução mais práticas, o seu estudo é classificado em categorias conforme FIGURA 2. Essas, por sua vez, formam-se com base na natureza física do fenômeno da instabilidade, na intensidade do distúrbio e no intervalo de tempo necessário para se determinar estabilidade.

FIGURA 2 – CATEGORIAS PARA ESTUDO DE ESTABILIDADE NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA (SEP).



FONTE: Adaptado de Hatziaargyriou et al. (2020).

A estabilidade do ângulo do rotor representa a habilidade de uma máquina síncrona conectada à rede permanecer em sincronismo mesmo após estar sujeita a um distúrbio e pode ser caracterizada como:

1. a pequeno distúrbio ou pequeno sinal: é geralmente associado ao amortecimento ineficiente das oscilações eletromecânicas, amplamente eliminado pelo uso de estabilizadores de sistemas de potência acoplados aos reguladores automáticos de tensão, sendo compreendido neste estudo como o período de interesse na ordem de 10 a 20 segundos após a perturbação. Pode ser subdividido como:
 - a. problemas locais: envolvem pequena parte do sistema e associam-se geralmente às oscilações do ângulo do rotor de uma única usina contra o restante do sistema. O amortecimento destas oscilações depende da força do sistema visto pela usina e do sistema de controle de excitação dos geradores dessa;
 - b. problemas globais: são causados por interações envolvendo um grupo de geradores em uma área geográfica contra um grupo de outra área, ou seja, representam um modo inter-área com características complexas e diferem muito das oscilações locais por terem efeitos generalizados. Assim, as características de carga têm grande efeito sobre a estabilidade dos modos entre áreas.
2. grandes distúrbios ou estabilidade transitória: constituem-se em distúrbios como curto-circuito ou perdas de linhas, resultando em grande excursão do ângulo do rotor e recebem influência pela não-

linearidade da relação entre potência e ângulo. O tempo de interesse para estudos é usualmente de 3 a 5 segundos após a perturbação, podendo se estender de 10 a 20 segundos para grandes sistemas com predominância de oscilação inter-área (KUNDUR et al., 2004).

Neste trabalho, porém, o foco é na estabilidade angular a grandes perturbações ou estabilidade transitória. Uma vez caracterizado o problema, precisa-se de um modelo matemático capaz de representar seus efeitos físicos e elétricos para, então, analisar a estabilidade, o que será discutido nas próximas seções.

3.2 REPRESENTAÇÃO ELÉTRICA DE GERADORES SÍNCRONOS

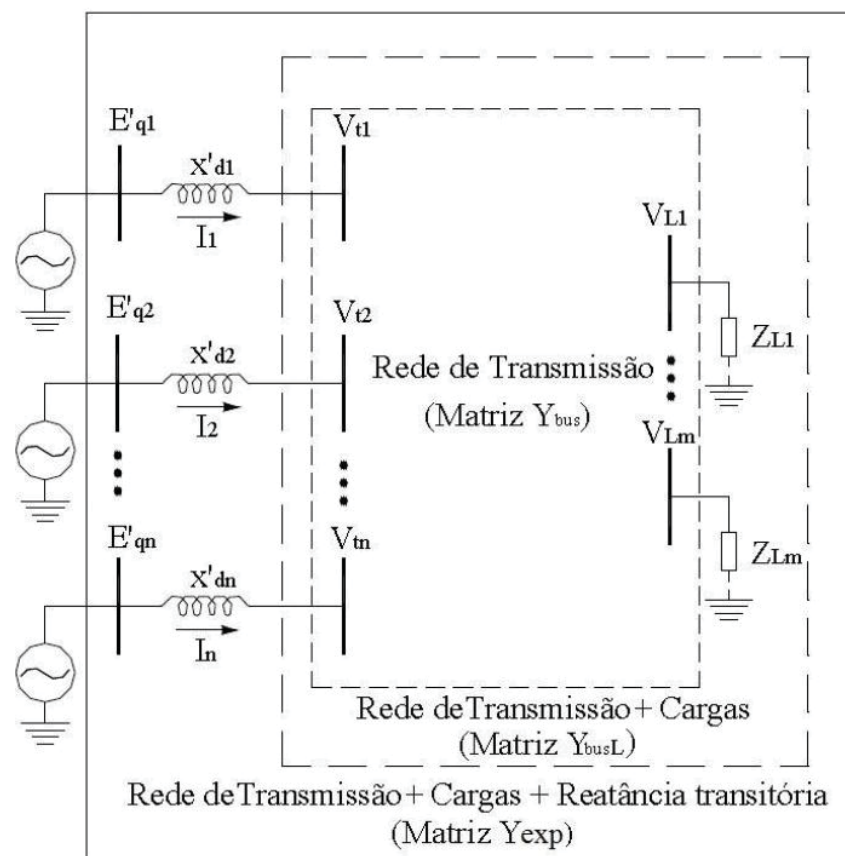
A avaliação da estabilidade transitória dos geradores distribuídos conectados à rede depende das equações diferenciais da máquina síncrona e das equações algébricas da rede, em virtude da estabilidade ser influenciada pelas características não-lineares do sistema e das interações dinâmicas entre os próprios geradores. Deste modo, o modelo de sistema elétrico utilizado nesta dissertação, para fins de estudo de estabilidade transitória, é baseado nas seguintes hipóteses simplificadoras, conforme detalhadas em Bretas e Alberto (2000):

- admite-se que a rede esteja em regime permanente senoidal, ou seja, as constantes de tempo da rede elétrica são desprezíveis quando comparadas com a frequência eletromecânica de oscilação;
- o gerador síncrono é representado por uma fonte de tensão de magnitude constante e em série com uma reatância comumente chamada de reatância transitória de eixo direto;
- os ângulos do rotor e de fase da tensão atrás da reatância transitória são coincidentes;
- as cargas são do tipo impedâncias constantes, calculadas pelas condições de tensão no período pré-falta. Assim, permite-se a eliminação dos barramentos de carga e uma expressão analítica para os geradores que seja função das variáveis de estado do modelo;
- supõe-se que a potência mecânica do gerador permanece constante durante todo o intervalo de tempo de estudo, uma vez que o regulador de velocidade atuará lentamente durante e nos primeiros instantes após a

eliminação de uma perturbação, de modo a manter a velocidade do gerador constante.

Assim, concebe-se o modelo para o sistema elétrico conforme esquematizado na FIGURA 3 e constituído por m barras e n geradores, pelos fasores de tensão terminal dos geradores $V_{t1}, V_{t2}, \dots, V_{tn}$, pelos fasores das tensões nos barramentos das cargas $V_{L1}, V_{L2}, \dots, V_{Lm}$, pelos fasores das tensões internas dos geradores $E'_{q1}, E'_{q2}, \dots, E'_{qn}$, pelas impedâncias constantes das cargas $Z_{L1}, Z_{L2}, \dots, Z_{Lm}$ e pelas reatâncias indutivas internas dos geradores $X'_{d1}, X'_{d2}, \dots, X'_{dn}$.

FIGURA 3 – SISTEMA ELÉTRICO MULTI-MÁQUINAS PARA ESTUDO DE ESTABILIDADE.



FONTE: RAMOS (2002).

Essa ilustração tem como finalidade representar os elementos do sistema, linhas, transformadores e cargas, por meio das matrizes de admitâncias assim definidas: das linhas no modelo π (Y_{bus}); da rede com as cargas (Y_{busL}) e; da rede com cargas e reatância transitória dos geradores (Y_{exp}). Através do processo de eliminação de Gauss o sistema é reduzido às barras internas dos geradores até encontrar a matriz

(Y_{red}). O desenvolvimento deste processo é detalhado em (BRETAS e ALBERTO, 2000), (FUCHS, 2015) e (RAMOS, 2002) e não será replicado neste trabalho.

Com a matriz simplificada Y_{red} , é possível representar a rede elétrica por meio de uma equação matricial algébrica na seguinte forma:

$$\vec{I}_n = Y_{red} \vec{E}_n \quad (3.1)$$

onde,

\vec{I}_n : vetor com fasores das correntes injetadas nas n barras internas dos geradores, dimensão $(n \times 1)$;

Y_{red} : matriz de admitância reduzida da rede elétrica, dimensão $(n \times n)$;

\vec{E}_n : vetor com os fasores das tensões internas dos n geradores, dimensão $(n \times 1)$.

Nota-se que as matrizes de admitância representam a rede e cargas com suas características, sem prejuízo matemático em sua formulação. Para estudos de estabilidade, a redução da matriz de admitâncias é realizada para cada um dos períodos pré-falta, em falta e pós-falta. Portanto, é bastante conveniente reduzir a rede por meio das matrizes de admitância, pois a quantidade de barras com geração é consideravelmente inferior que o número total de barras da rede.

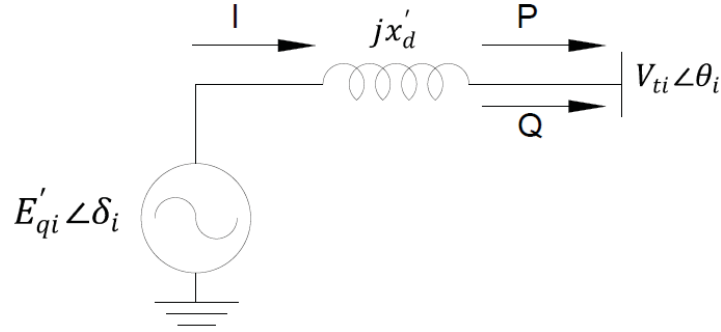
3.3 CONDIÇÕES INICIAIS E POTÊNCIA ATIVA ENTREGUE PELOS GERADORES AO SISTEMA

Conforme Kundur (2004), a estabilidade denota grande dependência das condições iniciais, que são aquelas consideradas no período pré-falta quando o sistema se encontra em regime permanente.

Desse modo, tanto o sistema externo como a própria máquina são representados por uma impedância em série com uma fonte de tensão, como na FIGURA 4. Para tanto, supõe-se que os fluxos de potência ativa (P) e reativa (Q), ângulos (θ) e magnitudes de tensão (V) nos barramentos do sistema sejam previamente conhecidos como resultado de um fluxo de carga. Tais grandezas são representadas na FIGURA 4 generalizada para a i -ésima máquina síncrona conectada à rede, contendo uma fonte de tensão $E'_{qi} = E'_{qi} \angle \delta_i$ (tensão interna do gerador, a qual

será constante ao longo do período transitório) em série com sua reatância transitória x'_{di} e tensão terminal $V_{ti} = V_{ti} \angle \theta_i$, em coordenadas polares.

FIGURA 4 – REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UM GERADOR SÍNCRONO.



FONTE: A autora (2020).

Conforme se vislumbra pela FIGURA 4, o ângulo do fasor da tensão interna do gerador δ_i é o ângulo inicial do rotor no regime permanente pré-falta e, ainda, pelas leis de Kirchoff, é possível calcular o fasor da corrente I_i em função da tensão interna e terminal:

$$I_i = \frac{E'_{qi} \angle \delta_i - V_{ti} \angle \theta_i}{jx'_{di}}. \quad (3.2)$$

Com a expressão da corrente (3.2), é possível calcular a potência complexa (S_{ti}) na barra terminal do i-ésimo gerador e desenvolvê-la até encontrar o formato trigonométrico como em (3.4).

$$S_{ti} = (V_{ti} \angle \theta_i) I_i^* = (V_{ti} \angle \theta_i) \cdot \left(\frac{E'_{qi} \angle \delta_i - V_{ti} \angle \theta_i}{jx'_{di}} \right)^* \quad (3.3)$$

$$S_{ti} = P_i + jQ_i = \frac{V_{ti} E'_{qi} \sin(\delta_i - \theta_i)}{x'_{di}} + j \left(\frac{-V_{ti}^2 + V_{ti} E'_{qi} \cos(\theta_i - \delta_i)}{x'_{di}} \right) \quad (3.4)$$

Nota-se que da equação (3.4) obtém-se a potência complexa aparente com duas parcelas, uma contendo a parte real e outra a imaginária, as quais representam a potência ativa (3.5) e a potência reativa (3.6), respectivamente, cujas incógnitas são

o módulo da tensão interna e a condição inicial do ângulo do rotor para cada um dos geradores conectados ao sistema:

$$V_{ti}E'_{qi}\sin(\delta_i - \theta_i) - x'_{di}P_i = 0, \quad (3.5)$$

$$-V_{ti}^2 + V_{ti}E'_{qi}\cos(\theta_i - \delta_i) - x'_{di}Q_i = 0. \quad (3.6)$$

Conforme assumido nas premissas, o módulo da tensão interna do gerador será constante para todo o período transitório e o ângulo do rotor obtido por (3.5) e (3.6) refere-se ao seu valor inicial (ou seja, o valor no primeiro instante do período em falta).

Já a potência elétrica injetada (P_{ei}) em cada uma das máquinas alocadas no sistema é dada por:

$$P_{ei} = \text{Re}[E'_{qi}I_i^*], \quad i = 1, \dots, n. \quad (3.7)$$

onde,

n : número de geradores síncronos distribuídos conectados às diferentes barras do sistema.

Substituindo na equação (3.7) a equação (3.1) e desenvolvendo-a com o uso da matriz de admitâncias reduzida da rede, encontra-se a expressão para a potência elétrica injetada em cada barra da rede pelos geradores:

$$P_{ei} = E'_{qi} \sum_{j=0}^n E'_{qj} \left(B_{ij}\sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j) \right) \quad j = 0, 1, \dots, n \quad (3.8)$$

com,

para $j = 0$: representa a barra com o equivalente externo utilizado como referência do sistema e considera-se, para isso, $E'_{q0} = 1$ p.u. e $\delta_0 = 0$ rad;

E'_{qi} : módulo da tensão interna do gerador i ;

E'_{qj} : módulo da tensão interna do gerador j ;

B_{ij} : parte imaginária do elemento ij da matriz Y_{red} ;

G_{ij} : parte real do elemento ij da matriz Y_{red} ;

δ_i : ângulo do rotor do gerador i ;

δ_j : ângulo do rotor do gerador j .

A expressão para potência (3.8), provém da redução do sistema às barras internas dos geradores síncronos, por meio das matrizes de admitâncias e, assim, possui dependência somente das tensões internas dos geradores (em módulo e ângulo, sendo este o ângulo do rotor) e dos elementos da matriz de admitância reduzida Y_{red} .

Outra constatação na equação (3.8), é que essa está definida para o i -ésimo gerador, ou seja, ao agregar mais geradores ao sistema, haverá um conjunto de expressões de injeção de potência, onde cada expressão estará vinculada diretamente ao seu respectivo gerador, o que ocasionará um aumento na dimensão do problema. Adicionalmente, identifica-se que os ângulos do rotor sofrem excursionamento após serem submetidos a uma perturbação, isto é, os seus valores numéricos variam para cada instante de tempo, fato que irá refletir na injeção de potência, impondo-a para cada instante de tempo e, assim, a equação (3.8) pode ser reescrita considerando sua variação no tempo “ t ” na equação (3.9).

$$P_{ei}(t) = E'_{qi} \sum_{j=0}^n E'_{qj} \left(B_{ij}(t) \sin(\delta_i(t) - \delta_j(t)) + G_{ij}(t) \cos(\delta_i(t) - \delta_j(t)) \right) \quad (3.9)$$

sendo,

E'_{qi} : módulo do fasor da tensão interna do gerador i ;

E'_{qj} : módulo do fasor da tensão interna do gerador j ;

$B_{ij}(t)$: parte imaginária do elemento ij da matriz Y_{red} no tempo t ;

$G_{ij}(t)$: parte real do elemento ij da matriz Y_{red} no tempo t ;

$\delta_i(t)$: ângulo do rotor do gerador i no tempo t ;

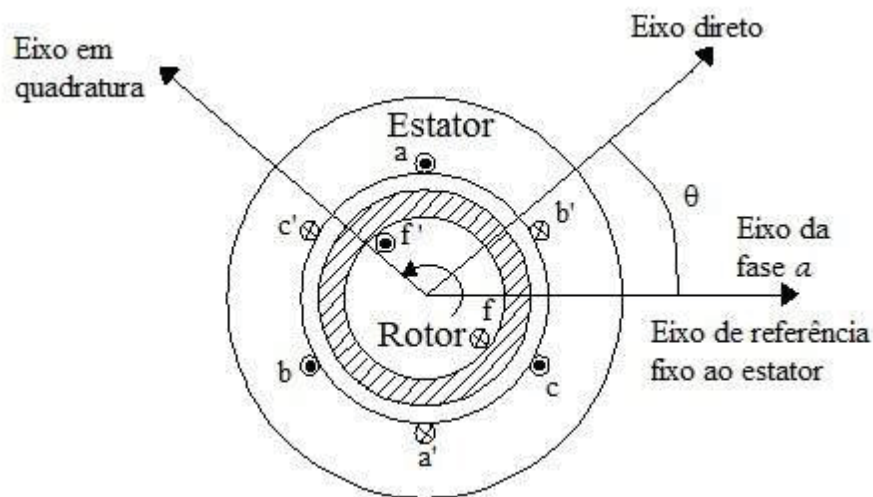
$\delta_j(t)$: ângulo do rotor do gerador j no tempo t .

Por fim, é importante salientar que na equação (3.9) as componentes da parte real ($B_{ij}(t)$) e imaginária ($G_{ij}(t)$) da matriz de admitância Y_{red} variam no tempo, pois, para cada período de análise, pré-falta, em falta e pós-falta, ocorre mudança na topologia da rede, a qual é retratada na matriz de admitância Y_{red} .

3.4 MODELO DA MÁQUINA SÍNCRONA PARA ESTUDOS DE ESTABILIDADE

Para conceber um modelo matemático capaz de representar a resposta transitória do gerador síncrono, a qual é significativamente afetada pela dinâmica do rotor (IEEE, 2020), em meados de 1920, Park conceituou as variáveis do estator para um referencial girante fixado ao rotor de modo que as indutâncias tornam-se independentes da posição do rotor e invariantes no tempo, por exemplo (PARK, 1929). A ideia de Park é considerar um eixo em congruência com a sua direção polar (chamado de eixo direto) e outro eixo da reação da armadura, chamado de em quadratura, defasado 90° do eixo direto. Ainda, estabelece-se uma referência fixa do estator defasado em relação ao eixo direto pelo ângulo θ , o qual varia com o movimento giratório do rotor no espaço e tempo, como indicado na FIGURA 5, onde a armadura do estator é representada pelas bobinas aa' , bb' e cc' e o enrolamento de campo do rotor pela bobina ff' .

FIGURA 5 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA DE ROTOR CILÍNDRICO.



FONTE: KUIAVA (2010).

A FIGURA 5 apresenta dois polos magnéticos em um gerador síncrono do tipo cilíndrico (máquinas com mais polos podem ser modeladas a partir do equivalente de dois polos), o qual é utilizado na GD como, por exemplo, as UTEs, e opera com altas velocidades rotacionais, indicando, por isso, poucos polos em sua estrutura física. Da mesma ilustração, permite-se calcular o movimento rotacional da máquina, pela 2ª lei

de Newton, em função da posição angular de θ associada ao torque por meio da chamada equação de *swing* (KUNDUR, 1994), como ocorre na equação (3.10).

$$M_m \ddot{\theta}_m(t) = T_a \quad (3.10)$$

em que,

M_m : momento de inércia angular do grupo gerador-turbina, expressa o grau de dificuldade de alterar o estado de movimento do rotor (kg.m^2);

$\ddot{\theta}_m(t)$: aceleração angular mecânica em função da variação da posição angular do eixo direto do rotor com relação ao eixo de referência fixa no tempo (rad/s^2);

T_a : torque resultante ou acelerante (N.m).

Fisicamente, quando a máquina está em equilíbrio, não se acelera ou desacelera, portanto, nessa situação, o torque acelerante é nulo ($T_a = 0$) e a velocidade angular constante e próxima à síncrona, o que implica em aceleração angular nula ($\ddot{\theta}_m(t) = 0$) (BRETAS e ALBERTO, 2000). Desse modo, necessita-se de outra referência angular para o sistema, uma vez que o ângulo de defasagem entre o eixo direto e o eixo de referência (θ) varia no tempo e, com esta finalidade, adota-se uma referência girante, defasada do eixo fixo, conforme relacionado por:

$$\delta_m = \theta_m - (\omega_s t + \alpha) \quad (3.11)$$

em que,

δ_m : ângulo mecânico do rotor com relação à referência girante (rad);

θ_m : ângulo mecânico do rotor em relação ao eixo de referência fixo (rad);

ω_s : velocidade síncrona do sistema ($\omega_s = 2\pi f$, onde f é a frequência do sistema medida em Hz) (rad/s);

$\omega_s t$: referência girante à velocidade síncrona (rad);

α : defasagem angular entre a referência e a girante no tempo $t=0$ (rad).

Ao derivar duas vezes a equação (3.11) em relação ao tempo, a representação em variáveis de estado é assim definida:

$$\dot{\delta}_m = \dot{\theta}_m - \omega_s \quad (3.12)$$

$$\ddot{\delta}_m = \ddot{\theta}_m = \dot{\omega}_m \quad (3.13)$$

em que,

ω_m : velocidade angular mecânica (rad/s);

$\dot{\theta}_m$: velocidade angular mecânica(rad/s);

$\ddot{\delta}_m = \ddot{\theta}_m = \dot{\omega}_m$: aceleração angular mecânica (rad/s²).

Da equação (3.13), nota-se que, independentemente da referência utilizada, a aceleração angular será a mesma, isto é, a referência girante apresenta-se como um sistema inerte às referências angulares especificadas. Dessa maneira, substituindo a equação (3.13) em (3.10), encontra-se:

$$M_m \dot{\omega}_m = T_a \quad (3.14)$$

Como o problema de interesse está em função da rede elétrica, é conveniente, também, relacionar o ângulo mecânico com o elétrico, o que é dado pela seguinte expressão:

$$\delta_e = \frac{p}{2} \delta_m \quad (3.15)$$

em que,

δ_e : ângulo elétrico do rotor (rad);

p : número de polos do rotor.

De maneira análoga à equação (3.15), tem-se a relação de aceleração angular elétrica $\dot{\omega}_e$:

$$\ddot{\delta}_e = \frac{p}{2} \ddot{\delta}_m \quad \therefore \quad \dot{\omega}_e = \frac{p}{2} \dot{\omega}_m. \quad (3.16)$$

Como em sistemas de potência não se trabalha com torques, pela dificuldade em aferi-los, pode-se substituir a equação (3.16) na (3.14) e multiplicar ambos os lados

da resultante pela velocidade angular síncrona, obtendo, assim, uma equação em função das potências mecânica e elétrica (BRETAS e ALBERTO, 2000):

$$\frac{2M_m}{p} \dot{\omega}_e \omega_s = M \dot{\omega}_e \omega_s = P_m - P_e, \quad (3.17)$$

onde,

$M = \frac{2M_m}{p}$: momento angular.

A equação (3.17) está expressa com relação ao momento angular (M). Contudo, geralmente, os fabricantes de máquinas síncronas utilizam a constante de inércia H (em segundos) ao invés do momento angular M que se relacionam por:

$$H = \frac{\omega_s M}{2} \quad (3.18)$$

Assim, substituindo (3.18) em (3.17), tem-se:

$$2H \dot{\omega}_e = P_m - P_e \quad (3.19)$$

Até este momento, desenvolveram-se as equações considerando a velocidade do rotor constante. Porém, essa suposição introduz erro na modelagem matemática, uma vez que, fisicamente, a velocidade do rotor varia ao longo do tempo. Nesse sentido, para compensar essa suposição, é inserido na equação (3.19) o termo de amortecimento proporcional às variações da velocidade angular ($D(\omega - 1)$).

Logo, o modelo clássico de uma máquina síncrona, que descreve seu comportamento eletromecânico em regime transitório, retrata duas equações mecânicas diferenciais de primeira ordem para cada máquina i conectada à rede, chamadas de equações de *swing*, as quais associam o balanço de potência da máquina com a variação da velocidade angular e são expressas no formato a seguir:

$$\dot{\delta}_i(t) = \omega_s \omega_i(t) - \omega_s \quad (3.20)$$

$$\dot{\omega}_i(t) = \frac{1}{2H_i} (P_{mi} - P_{ei}^t - D_i(\omega_i - 1)) \quad (3.21)$$

onde,

$\delta_i(t)$: ângulo do rotor da máquina i no instante de tempo t ;

$\omega_i(t)$: velocidade angular da máquina i no instante t ;

H_i : constante de inércia da máquina i ;

P_{mi} : potência mecânica de entrada do gerador i ;

P_{ei}^t : potência elétrica fornecida pelo gerador i ao sistema no instante de tempo t ;

D_i : coeficiente de amortecimento da máquina i .

Um conceito embutido na equação (3.21) é a diferença entre a potência mecânica e elétrica ($P_{mi} - P_{ei}$) correspondente à potência acelerante (P_{ai}). Quando a potência mecânica é maior que a elétrica, a potência acelerante é positiva, ou seja, a máquina está acelerando. O contrário, quando a potência elétrica é maior que a mecânica, a potência acelerante é negativa e a máquina desacelera.

Em regime permanente, o ângulo do rotor e a velocidade da máquina são constantes em conformidade com a potência acelerante nula. Neste período, o ângulo do rotor pode ser obtido pelo fluxo de carga por intermédio das equações (3.5) e (3.6). A cada perturbação ou contingência, ocorre o desbalanço entre as potências mecânica e elétrica e a variação no ângulo do rotor, causando, como consequência, a aceleração ou desaceleração da máquina. Portanto, o ângulo do rotor e a potência acelerante tornam-se parâmetros necessários de avaliação da estabilidade transitória, a qual será estudada a seguir.

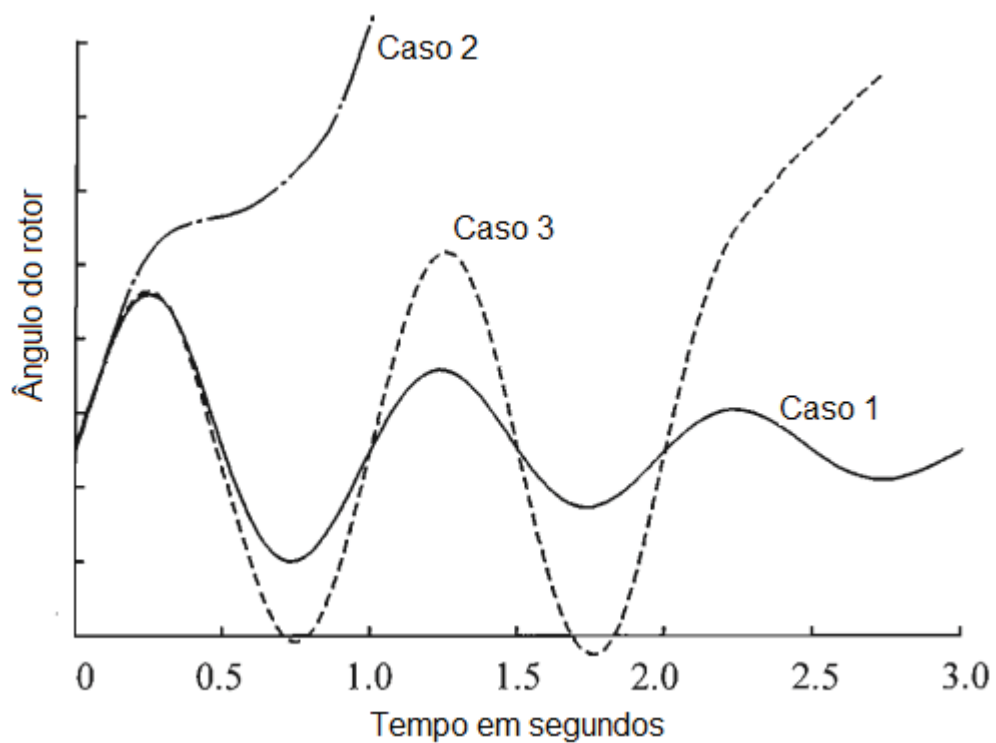
3.5 ANÁLISE DE ESTABILIDADE

Para o planejamento e operação, é de elevada importância garantir que o sistema e seus componentes, como os geradores, tenham capacidade de suportar grandes perturbações, o que implica na análise da trajetória do ângulo do rotor nos períodos pré-falta, em falta e pós-falta. O sistema será estável se, após a eliminação do distúrbio, o ângulo do rotor retornar a um ponto de equilíbrio estável. A FIGURA 6, por exemplo, ilustra a resposta do ângulo do rotor para 3 casos sujeitos a uma perturbação.

No caso 1, o ângulo aumenta até atingir o máximo (aproximadamente no tempo 0,25 segundo), depois, oscila com amortecimento ao longo do tempo, ou seja, com redução de sua amplitude, até atingir um novo ponto operativo estável. Já no caso 2, o ângulo do rotor apresenta crescimento em sua primeira oscilação e cresce indefinidamente em razão da insuficiência de torque de sincronismo. No caso 3, o sistema é estável na primeira oscilação, mas, se torna instável com o crescimento em amplitude das oscilações até o final do tempo de simulação, o que, geralmente, ocorre quando, no período pós-falta, o gerador é instável a pequenos sinais e não necessariamente a instabilidade é ocasionada pela perturbação transitória (KUNDUR, 1994).

Por isso, para estudos de estabilidade transitória pode ser justificável a adoção do conceito de estabilidade na primeira oscilação no período pós-falta, visto que a partir desse ponto o ângulo do rotor poderá encaminhar-se para a estabilidade ou instabilidade, sendo um dos parâmetros indicativos para avaliação de estabilidade transitória.

FIGURA 6 – RESPOSTA DO ÂNGULO DO ROTOR À UM DISTÚRBIO TRANSITÓRIO.



FONTE: KUNDUR (1994).

Em função disso, recorre-se às simulações para verificar o comportamento dinâmico e concluir acerca da estabilidade transitória do sistema, o que pode ser levado a efeito por métodos de avaliação como o método de integração numérica, métodos diretos, métodos híbridos e técnicas de inteligência artificial. Estas últimas, são mais recentes, possuem menor esforço computacional e são utilizadas em propostas de aproximações probabilísticas, fato que requer retreinamento em caso de mudanças topológicas na rede, como, por exemplo, redes neurais e árvores de decisão (MATEUS, 2010).

Os métodos híbridos combinam as formulações diretas com os algoritmos baseados em integração numérica no domínio do tempo e utilizam duas formulações: a do sistema multi-máquinas, sem qualquer tipo de redução, e a do modelo equivalente do sistema com uma única máquina e um barramento de potência infinita (FERREIRA, 2005).

Já o método de integração numérica, no domínio do tempo, é formado por Equações Diferenciais Ordinárias (EDOs), as quais são utilizadas em estudos que demandem detalhamento, exatidão e confiabilidade. Em contrapartida, o método de integração numérica requer maior tempo computacional devido às equações diferenciais e não-linearidades serem calculadas iterativamente.

Os métodos diretos, por sua vez, foram desenvolvidos com o objetivo de reduzir o esforço computacional, pois, baseiam-se em critérios de áreas e ideias de Lyapunov, dessa forma, não precisam da evolução temporal das variáveis de estado no período pós-falta. É possível afirmar, também, que os métodos diretos fundamentam-se em funções de energia como ocorre nas metodologias de avaliação da função de energia transitória (TEF) e da superfície limite de energia potencial (PEBS), bem como, no método do ponto de equilíbrio instável de controle (BCU) (MASIERO, GURSKI e CASTRO, 2016).

Ainda, por meio dos métodos híbridos, é possível determinar o comportamento do sistema antes do tempo total de simulação, com o intuito de diminuir a quantidade de variáveis do problema e o tempo computacional. No entanto, para conhecer o momento em que é possível interromper a integração, estabelecem-se Índices de Estabilidade Transitória (IET), tomando-se como base as variáveis do sistema, o que permite a conclusão acerca da estabilidade do sistema sem a necessidade de atingir o tempo total de simulação.

Como proposto por Xu et al. (2012), existem as seguintes classes para os IETs:

- a) o desvio máximo do ângulo do rotor durante o período transitório;
- b) análise da energia transitória, no período pós-falta, determinada pela energia cinética e potencial; e;
- c) margem de estabilidade proveniente do critério das áreas iguais com o sistema equivalente da máquina síncrona conectado a uma barra infinita.

Para o desvio máximo do ângulo do rotor, define-se uma referência angular no sistema. Comumente, é escolhida como referência a máquina de maior potência do sistema ou a mesma utilizada no fluxo de potência, sendo o equivalente do sistema (subestação), para o caso de redes de distribuição.

Então, outra forma é utilizar o Centro de Inércia (CI) do sistema como referência angular (δ^{CI}), definido por:

$$\delta^{CI} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^m M_i \delta_i \quad (3.22)$$

onde,

M_i : momento de inércia da máquina i ;

M_T : momento de inércia total das máquinas do sistema;

δ_i : ângulo rotórico da máquina i .

Assim, os ângulos do rotor referidos ao centro de inércia são:

$$\Delta\delta_i^{CI} = \delta_i - \delta^{CI} \quad (3.23)$$

No entanto, nesta dissertação, não se considera o centro de inércia como referência angular e tampouco a máquina de maior potência, mas, sim, a representação de barramento infinito, a qual leva em conta uma determinada barra, que, neste caso, será o equivalente do sistema externo (subestação), como uma fonte de tensão ideal.

A partir desses índices, Haque (1996) propôs um novo método híbrido para avaliação de estabilidade, porém, sua inovação foi a de não depender da avaliação da função de energia transitória. Assim, a estabilidade do sistema é determinada pela

análise dos parâmetros resultantes da simulação no domínio do tempo até o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor no período pós-falta, requisitando, assim, um menor tempo de simulação e por isso essa avaliação será utilizada, neste trabalho, na resolução do FPO-RETA. O autor conceitua que um sistema de potência pode ser dito estável na primeira oscilação se o ângulo pós-falta, em relação à referência do sistema, começa a retornar para um ponto de equilíbrio estável.

Para isso, monitora-se o ângulo do rotor em relação à barra de referência do sistema a cada iteração até que haja mudança de sinal (positivo para negativo), ou seja, quando o ângulo da máquina for menor que o de referência do sistema. De igual modo, a fim de avaliar a estabilidade, o critério da potência acelerante deve ser verificado, em relação à referência do sistema, ou, visualmente, pelo critério das áreas iguais. Além disso, se o ângulo do rotor atingir seu primeiro pico (δ_p) e, nesse momento, a sua velocidade angular igualar-se à velocidade síncrona (ω_s) para todas as unidades geradoras inseridas no sistema, pode-se asseverar que o sistema é estável na primeira oscilação (HAQUE, 1996). Tal situação de estabilidade, considerando o ângulo do rotor e a velocidade angular, está exemplificada na FIGURA 7, onde t_{cl} representa o tempo de extinção da falta e t_p o tempo de pico do ângulo do rotor.

dinâmicos, os quais representam, de maneira reduzida, um sistema com menor número de barras, linhas, transformadores e geradores.

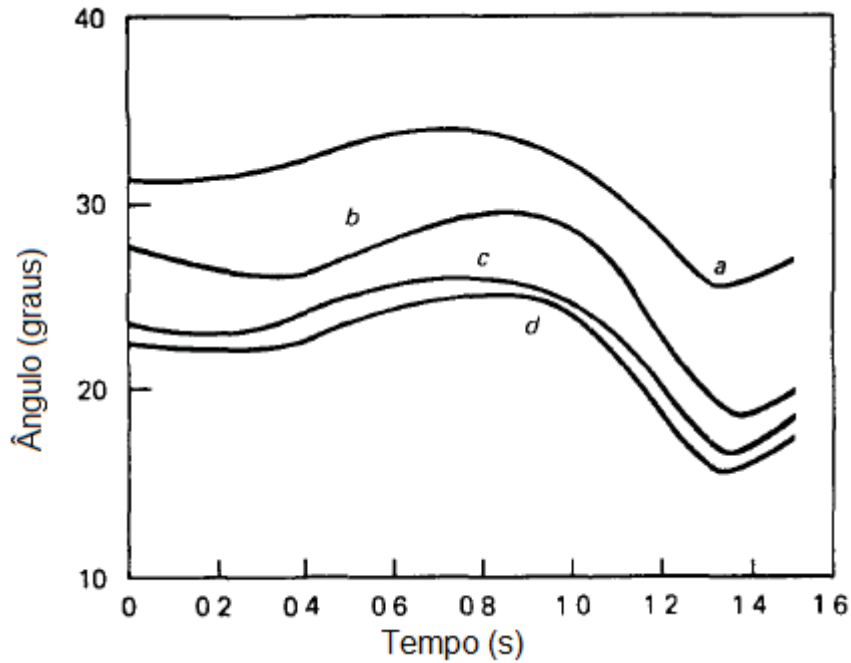
A metodologia utilizada para desenvolver um equivalente dinâmico é fundamentalmente baseada em análise modal, na qual se divide os geradores em subsistemas por um equivalente reduzido (NISHIDA e TAKEDA, 1984) ou coerência de geradores (PODMORE, 1978). Esse último será tratado neste trabalho e consiste na propriedade de alguns geradores oscilarem de modo idêntico ou de forma muito parecida no período transitório. O uso da coerência de geradores é benéfico porque o equivalente é um modelo convencional de gerador, facilita a interpretação dos resultados da simulação e permite alterar parâmetros com facilidade, quando necessário.

Os passos para representar o equivalente de geradores coerentes, basicamente, são:

- 1) identificar os grupos de geradores coerentes;
- 2) realizar a redução estática da rede, onde cada grupo pode ser substituído por uma única barra equivalente com os geradores em paralelo ou um único gerador; e;
- 3) agregar as características dinâmicas de cada grupo.

Quando se deseja obter o equivalente dinâmico, a partir da coerência de geradores, diversas metodologias são apresentadas para se conseguir o equacionamento do modelo reduzido da rede formado por um único gerador equivalente que representa a dinâmica do grupo coerente (PODMORE, 2013) e (SOUZA e SILVA, 1992). Como exemplo, pode-se citar um grupo de geradores coerente verificados graficamente na FIGURA 8, em que os ângulos dos rotores dos geradores a, b, c e d oscilam de forma muito parecida no período transitório e são ditos coerentes (MACHOWSKI, 1985).

FIGURA 8 – ÂNGULOS DOS ROTORES DE UM GRUPO DE GERADORES COERENTES.



FONTE: MACHOWSKI (1985).

Nesta dissertação, no entanto, não se utiliza o equivalente dinâmico para os geradores, mas, sim, simplificações matemáticas nas expressões de potência elétrica dos geradores decorrentes do conceito de coerência e, por isso, as metodologias para obtenção de equivalentes dinâmicos não serão aprofundadas. Para se saber se os geradores são coerentes, verifica-se todo horizonte de tempo transitório com simulações realizadas previamente à resolução do FPO-RETA e, com o resultado das simulações, permite-se analisar graficamente os ângulos dos rotores, bem como, reconhecer os grupos coerentes. Todavia, como todo o horizonte de tempo de simulação consome demasiado custo computacional, oportuniza-se verificar a coerência num intervalo de tempo ($0 < t < t_{max}$) em que, se existir uma constante de pequeno valor (ε_δ), tal que:

$$|\delta_{max}(t) - \delta_{min}(t)| \leq \varepsilon_\delta \quad 0 < t < t_{max}. \quad (3.24)$$

Então, a equação (3.24) relaciona a diferença entre o maior ($\delta_{max}(t)$) e o menor ($\delta_{min}(t)$) valor dos ângulos dos rotores de um grupo de geradores, podendo-se afirmar a coerência entre os geradores até o dado instante (t_{max}) (MACHOWSKI, 1985) e (VERMA e NIAZI, 2013).

Portanto, assim como o julgamento acerca da estabilidade faz-se até o primeiro pico de oscilação pós-falta do ângulo do rotor, a avaliação de coerência de geradores, também, poderá limitar-se até o referido instante de tempo.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O fornecimento de energia deve ser de maneira contínua e confiável. Consonante a isso, o projeto e operação da rede considera que caso haja perturbações não se resulte em descontinuidade e descontrole do sistema. Então, neste ponto, apresentou-se o conceito de estabilidade do sistema de potência, a qual depende da condição inicial e reflete a capacidade do sistema elétrico retornar a um estado operativo de equilíbrio após submeter-se a um distúrbio.

Caracterizou-se como um problema complexo e de grande porte, motivo pelo qual, para ser estudado, classifica-se em categorias. Uma delas, é motivação deste trabalho, a estabilidade transitória angular.

Após esses conceitos, são discutidas as formas para se encontrar um modelo matemático que represente os efeitos dinâmicos. Para a rede elétrica, simplifica-se por meio de matrizes de admitância, as quais calcula-se para os períodos pré-falta, em falta e pós-falta, a partir disso, é possível conhecer a potência ativa entregue ao sistema pelos geradores. Ainda, para os geradores, são obtidas expressões das condições internas da máquina síncrona, provenientes do fluxo de carga, que relaciona a condição inicial do período transitório de tensão interna, potência ativa e reativa e, ângulo do rotor.

Já a dinâmica da máquina síncrona, para estudo dos períodos em-falta e pós-falta, são oriundos da transformação de energia mecânica em elétrica. Esta, varia-se instantaneamente quando há alguma perturbação, enquanto que aquela possui inércia ao movimento do rotor. Esse descompasso, é representado pela potência acelerante, que suscita o fenômeno físico de aceleração da máquina quando a potência mecânica é maior que a elétrica, desaceleração quando ocorre o contrário, ou seja, que a potência elétrica é maior que a mecânica e em regime permanente a velocidade é constante com potência acelerante nula. Finalmente, a dinâmica é caracterizada matematicamente pelas as equações diferenciais de primeira ordem de oscilação dos geradores síncronos, chamadas de Equações de *Swing*.

Em seguida, discute-se como se conhecer se o sistema é estável após realizada uma simulação matematicamente modelada. Assim, define-se que se pode conhecer estabilidade do sistema no primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor no período pós-falta, fato que reduz o tempo de simulação, visto que não é necessário simular todo o período pós-falta.

Por fim, apresenta-se a coerência de geradores, como mais uma ferramenta de simplificação e potencial redução do custo computacional. A partir dessas abordagens, possibilita-se refletir em como empregar a dinâmica ao processo de otimização a fim de se conhecer o melhor despacho dos geradores distribuídos que não prejudique a estabilidade do sistema.

4 FORMULAÇÃO TRADICIONAL DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Concebido o FPO, sob a perspectiva da rede em regime permanente (período pré-falta), e estabelecidos os conceitos acerca da estabilidade transitória, agrega-se ao FPO as restrições dinâmicas, o que permite, assim, desenvolver o FPO-RETA.

Então, neste tópico, primeiramente é efetuada a revisão da literatura acerca do FPO-RETA, após, são discretizadas numericamente as equações de *swing* para se converter as equações diferenciais num conjunto de equações algébricas.

Na sequência, encontram-se as restrições capazes de caracterizar os períodos em falta e pós-falta. Em primeiro lugar, para tanto, parte-se das condições iniciais de equilíbrio dos geradores síncronos distribuídos e, a seguir, das equações discretizadas de oscilações de *swing*. De posse dessas informações, é possível formular o FPO-RETA e compreender suas dificuldades de resolução.

4.1 REVISÃO DA LITERATURA

O FPO convencional é estudado em regime permanente, entretanto, o ponto operativo dado como seu resultado, pode falhar quando submetido a uma situação de perturbação, desestabilizando com isso o sistema. Então, a estabilidade transitória torna-se um fator importante a ser considerado no estudo do FPO.

A incorporação das restrições de estabilidade transitória no FPO consiste em encontrar uma solução ótima e estável de operação, partindo-se, nesta dissertação, de uma condição inicial estável, em regime permanente, obtida do fluxo de carga, para um novo ponto operativo estável após cessada a perturbação. O problema, ainda não-linear, agrega equações diferenciais no tempo, compreendendo os períodos pré-falta, em falta e pós-falta, o que aumenta a dimensão do problema e complexidade, acarretando, com isso, o fomento de diversos estudos científicos, os quais, diferenciam-se precipuamente por duas situações, o procedimento para modelagem da estabilidade transitória no problema de otimização e o algoritmo para solucionar o problema.

Recentemente, alguns estudiosos têm direcionado suas pesquisas para métodos baseados em inteligência computacional com o uso de algoritmos metaheurísticos, como os métodos de exame de partículas (OUBBATI, ARIF e ABIDO,

2016), do algoritmo genético (KILIC e AYAN, 2013) e da evolução diferencial (CHEN e CHUNG, 2012). Nesses estudos, a função objetivo, tipicamente, possui a finalidade de minimizar o custo de geração. Já a rede neural artificial, do inglês, *artificial neural networks* (ANN), é empregada para prover estimativa das condições de estabilidade, como, por exemplo, para estimar o tempo crítico (NGUYEN DUC, TRAN e NGOC, 2017), ou ainda, para estimar o ângulo de estabilidade durante o processo de otimização por meio da evolução diferencial (TANGPATIPHAN e YOKOYAMA, 2009).

Em uma dessas variações de formulações, resolvida por um método heurístico chamado de colônia de abelhas artificiais (AYAN, KILIÇ e BARAKLI, 2015), é utilizado o modelo clássico do gerador para estabilidade transitória, destinado a encontrar as equações diferenciais com solução no domínio do tempo a partir do cálculo pelo método de Euler modificado e, também, matrizes de admitâncias reduzidas para a injeção de potência elétrica do gerador no sistema.

Ao contrário do que se pode pensar, as técnicas clássicas de otimização mostram-se versáteis, eficientes e robustas, tanto quanto os estudos mais recentes com abordagem metaheurística, como, por exemplo, a de Yang et al. (2017), os quais usaram o MPI, simulado com um *toolbox* do *software* Matlab, para atender às múltiplas contingências objetivando minimizar perdas ativas na rede. No desenvolvimento da formulação, os autores utilizam as matrizes de admitância e a discretização numérica para converter as restrições de estabilidade transitória em equações algébricas. No referido estudo, a simulação numérica adotando o passo de integração de 0,02 segundo fora mais rápida que com o passo de 0,01 segundo, mas, os autores demonstraram que há uma redução de precisão e da dimensão do problema quando utilizados passos maiores. Quanto ao critério de estabilidade, a técnica de Yang et al. (2017) compara o ângulo do rotor em relação ao ângulo do centro de inércia e, quanto aos critérios de desempenho, informa o número de iterações, o tempo computacional e valor da função objetivo.

Em outro artigo, também fundado no método clássico, elabora-se uma redução que decompõe o sistema em áreas formadas por grupos de geradores coerentes e representa o sistema original de forma equivalentemente reduzida, obtendo-se uma única restrição de estabilidade. O método de resolução escolhido, nesse estudo, para minimizar o custo total de geração, foi o de busca linear com atendimento às condições de KKT. A partir da solução, a estabilidade é identificada

pelo comportamento do ângulo do rotor e, como verificação da eficiência do método proposto, usa-se o tempo de simulação (TU, DESSAINT e KAMWA, 2014).

No estudo de Zarate-Minano et al. (2010), esses utilizaram um método híbrido para prover o despacho e redespacho de geração. As equações de *swing* foram discretizadas em algébricas no domínio do tempo e a matriz de admitância reduzida para os cálculos de injeção de potência. Como critério de estabilidade, verificou-se o comportamento do ângulo do rotor após a solução no domínio do tempo e, como o de eficiência do algoritmo, comparou-se o número de iterações, tempo de simulação e valor da função objetivo.

Já Ledesma et al. (2017), retrataram em seu estudo a dinâmica de todos os geradores com alto nível de modelagem do sistema e resolvido pelo MPI a fim de otimizar o despacho econômico garantindo a estabilidade transitória. Para tanto, utilizaram a matriz de admitância reduzida e simplificação das equações de estabilidade, encontrando a estabilidade com a apreciação do desvio de velocidade do ângulo do rotor em relação ao centro de inércia e, a eficiência da proposta, pelo número de iterações, tempo de simulação e uso de memória.

Em razão da complexidade das restrições de estabilidade, Rajashekar e Kamble (2014), assim como os demais autores já citados, utilizaram a matriz de admitâncias reduzida e as equações diferenciais discretizadas, essas, no entanto, pelo método trapezoidal, para desenvolver uma nova formulação a fim de solucionar o problema de otimização por meio de uma programação linear na versão primal-dual.

Na mesma linha de discretização numérica das equações de *swing* por meio do método trapezoidal e solução do FPO-RETA não-linear via MPI, pode-se citar a proposição de novos algoritmos para calcular a trajetória do ângulo do rotor até o primeiro pico de oscilação pós-falta (FUCHS, KUIAVA e FERNANDES, 2015), a decomposição do sistema de potência em um modelo de duas escalas de tempo (FUCHS et al., 2017) e a análise de sensibilidade de trajetória (AST) para representar o impacto de diferentes cenários de cargas e topologias de rede na estabilidade transitória do sistema (WIELER, KUIAVA e SOUZA, 2020).

Com o mesmo objetivo de simplificar as complexidades do FPO-RETA, Liu et al. (2013), empregaram a metodologia de integração numérica baseada em Runge-Kutta em 2 estágios, a qual discretiza as equações de *swing*. Após essa formulação, os autores solucionaram o problema pelo MPI, demonstrando a eficiência do método e o ganho em custo computacional.

Outra forma apresentada para converter as equações de *swing* em algébricas, foi com o método chamado de “numerov”, o qual resulta em inequações para indicar a dinâmica da máquina síncrona. A resolução, nesse caso, deu-se pelo MPI, verificando a estabilidade pelo comportamento do ângulo do rotor após a simulação e a eficiência da proposição pelo número de iterações e o tempo computacional (XIA e WEI, 2012).

Observa-se, portanto, que em um grande número de trabalhos, os autores optam por transformar as equações diferenciais em algébricas, para serem inseridas no FPO por algum procedimento matemático, como os métodos de Euler, Runge-Kutta e trapezoidal. Também, vislumbrou-se, pelo estudo da literatura, que, após a formulação, os estudiosos apresentam uma grande preferência para solucionar o problema pelo MPI, pois, com esse referido método, a elaboração do algoritmo é facilitada e os resultados encontrados são mais precisos. Além disso, o MPI mostra-se mais versátil por solucionar problemas de diversos tamanhos e complexidade.

Para verificar se as proposições têm êxito, denota-se que os autores simulam sistemas teste e os comparam a outros estudos, cenários ou métodos de resolução, em relação ao número de iterações, uso de memória, tempo computacional e quantidade de variáveis.

Logo, neste trabalho, para transformar as equações de *swing* em algébricas, aplica-se o método de discretização numérica trapezoidal para, então, formular o FPO-RETA e resolvê-lo pelo MPI versão primal-dual com barreira logarítmica, cujos procedimentos são detalhados nas seções subsequentes.

4.2 DISCRETIZAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE *SWING*

A análise da estabilidade no domínio do tempo possibilita observar a evolução das variáveis do sistema no decorrer do período de interesse, uma prática frequentemente utilizada, mediante averiguação do desvio do ângulo do rotor e da velocidade angular, para detectar a perda de sincronismo. Para tanto, a formulação da estabilidade transitória é representada no formato diferencial pelas equações de *swing*, mas, para as inserir no processo de otimização, deve-se, comumente, transformá-las em algébricas por métodos de integração numérica.

Os métodos de integração numérica podem ser classificados em implícitos e explícitos. Esses, calculam o vetor das variáveis a cada instante de tempo analisado,

considerando o valor das variáveis no momento anterior, podendo-se trazer como exemplos o método de Euler e Runge-Kutta, os quais, embora sejam de fácil implementação, são considerados numericamente instáveis para resolução numérica das equações de *swing*. Já os métodos implícitos, usam funções de interpolação como a regra trapezoidal, a qual consiste em realizar aproximações da função por trapézios nos passos de tempo (CALLE, 2015).

Então, para que as equações de *swing* (3.20) e (3.21) sejam tratadas de forma algébrica, será empregado o método trapezoidal amplamente implementado nos artigos (ABHYANKAR et al., 2017), (GAN, THOMAS e ZIMMERMAN, 2000), (ARREDONDO et al., 2018), (ZARATE-MINANO et al., 2010), (FUCHS et al., 2017) e (WIELER, KUIAVA e SOUZA, 2020).

Para todo gerador num horizonte de tempo $0 \leq t \leq t_{max}$, a discretização das equações de *swing* (3.20) e (3.21), via método trapezoidal, resulta em:

$$\delta_i^{t+1} - \delta_i^t - \frac{\Delta t \omega_s}{2} (\omega_i^{t+1} + \omega_i^t - 2) = 0 \quad (4.1)$$

$$\omega_i^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i} \right) + \omega_i^t \left(-1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i} \right) - \frac{\Delta t D_i}{M_i} - \frac{\Delta t}{2M_i} (2P_{Gi} - P_{ei}^{t+1} - P_{ei}^t) = 0 \quad (4.2)$$

em que,

t : tempo;

Δt : tamanho do intervalo (passo) de integração;

M_i : coeficiente de inércia do gerador i ;

P_{Gi} : potência ativa gerada pelo gerador i .

É importante salientar, que a injeção de potência do gerador P_{ei}^t é calculada pela equação (3.9), a qual varia de acordo com o instante de tempo t , uma vez que o ângulo do rotor assume valores distintos no transcurso do tempo e a topologia da rede difere para os períodos pré-falta, em falta e pós-falta, o que reflete, consequentemente, na matriz de admitância reduzida. Adicionalmente, a equação (4.2) considera o instante de tempo calculado (P_{ei}^{t+1}) e o seu anterior (P_{ei}^t), situação que indica a dependência e interferência das condições iniciais e instantes anteriores no cálculo dessa expressão discretizada.

É possível escrever (4.1) e (4.2) na forma matricial, apenas em função dos ângulos dos rotores dos geradores, a partir de um procedimento apresentado em detalhes em (FUCHS, 2015). Tal representação matricial é dada por:

$$K_1 T_1 T_2 \vec{\delta}_i + T_2 \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t D_i}{M_i} \right) \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t}{2M_i} \right) (2\vec{P}_{Gi} - (\vec{P}_{ei}^A + \vec{P}_{ei}^B)) = 0. \quad (4.3)$$

em que,

$$K_1 = \frac{1}{\frac{\Delta t \omega_s}{2}};$$

$$T_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & -2 & 1 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ -1 & 2 & -2 & 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & -2 & 2 & -2 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \pm 1 & \mp 2 & \pm 2 & \mp 2 & \pm 2 & \mp 2 & \cdots & 1 \end{bmatrix} : \text{matriz de dimensão } (m+1) \times (m+1);$$

$$T_2 = \begin{bmatrix} K_3 & K_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & K_3 & K_2 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & K_3 & K_2 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & K_3 & K_2 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & K_3 & K_2 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & K_3 & K_2 \end{bmatrix} : \text{matriz de dimensão } m \times (m+1);$$

\vec{A}_2 : vetor unitário de dimensão $(m \times 1)$;

$\vec{P}_{Gi} = [P_{Gi} \ P_{Gi} \ \cdots \ P_{Gi}]^T$: vetor de dimensão $(m \times 1)$ com os valores de potência ativa gerada pela máquina i em regime permanente pré-falta;

$\vec{P}_{ei}^A = [P_{ei}^1 \ P_{ei}^2 \ \cdots \ P_{ei}^{m+1}]^T$: vetor de dimensão $(m \times 1)$ com os valores de injeção de potência ativa fornecida pelo gerador i nos passos de tempo $t = 1, 2, 3, \dots, m+1$, calculado cada elemento pela equação (3.9);

$\vec{P}_{ei}^B = [P_{ei}^0 \ P_{ei}^1 \ \cdots \ P_{ei}^m]^T$: vetor de dimensão $(m \times 1)$ com os valores de injeção de potência ativa fornecida pelo gerador i nos passos de tempo $t = 0, 1, 2, \dots, m$, calculado cada elemento pela equação (3.9).

Portanto, a partir das equações de *swing*, realizou-se a discretização numérica e encontrou-se uma única expressão algébrica (4.3) em função somente do vetor da variável do ângulo do rotor ($\vec{\delta}_i$). Isso é benéfico para a programação, uma vez

que tal procedimento eliminou a variável de velocidade angular e reduziu o número de equações, o que resulta em menor custo computacional.

4.3 RESTRIÇÕES DAS CONDIÇÕES DE EQUILÍBRIO DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS

Conforme discutido na subseção 2.2.3, a análise de estabilidade depende das condições iniciais do sistema, ou seja, do período pré-falta e, também, das características elétricas internas dos geradores síncronos. Assim, foram obtidas as equações (3.5) e (3.6), as quais são dependentes das variáveis do valor inicial do ângulo do rotor (δ_i^0) e da magnitude da tensão interna do gerador (E'_{qi}), rememoradas nas equações (4.4) e (4.5).

$$V_{ti}E'_{qi}\text{sen}(\delta_i^0 - \theta_i) - x'_{di}P_i = 0 \quad (4.4)$$

$$-V_{ti}^2 + V_{ti}E'_{qi}\text{cos}(\theta_i - \delta_i^0) - x'_{di}Q_i = 0 \quad (4.5)$$

Identifica-se que em ambas as expressões (4.4) e (4.5), há o termo da magnitude da tensão interna do gerador (E'_{qi}). Isso permite isolar este termo nas duas expressões e igualá-las, a fim de se obter uma única expressão para a condição inicial do gerador em função da variável do ângulo do rotor (δ_i^0):

$$V_{ti}^2 - \frac{x'_{di}P_i}{\text{sen}(\delta_i^0 - \theta_i)}\text{cos}(\theta_i - \delta_i^0) + x'_{di}Q_i = 0. \quad (4.6)$$

Sendo assim, a equação (4.6) pode ser utilizada para restringir o problema de otimização quanto às características de tensão e potência ativa e reativa iniciais da máquina síncrona.

4.4 FORMULAÇÃO CLÁSSICA DO FPO-RETA

O problema de otimização com restrições de estabilidade transitória agrega, além das restrições do FPO clássico com os limites operativos da rede e do balanço de potência ativa e reativa, o conjunto de restrições relativas à dinâmica da máquina

síncrona, que compreendem as condições iniciais dadas pela equação (4.6) e as equações de *swing* (4.3).

Aditivamente à formulação, tem-se que o ângulo do rotor possui um limite operativo de estabilidade transitória. Logo, em todo o período analisado, o ângulo do rotor de cada gerador deve permanecer abaixo do limite de estabilidade, o que pode ser representado pela inequação:

$$\vec{\delta}_i \leq \vec{\delta}_{max} \quad (4.7)$$

em que,

$\vec{\delta}_{max}$: vetor do valor máximo do ângulo do rotor em cada intervalo de tempo, dimensão $(m + 1) \times 1$;

$\vec{\delta}_i$: vetor do ângulo do rotor para cada passo de tempo, dimensão $(m + 1) \times 1$.

A vista disso, para melhor compreensão, representa-se matematicamente o problema do FPO-RETA como:

Minimizar

$$f(P_{Gi}, Q_{Gi}) = \omega_p \sum_{i=1}^{N_{GD}+1} P_{Gi} + \omega_{maxP_G} \sum_{i=1}^{N_{GD}} (P_{Gimax} - P_{Gi})^2 + \omega_{minQ_G} \sum_{i=1}^{N_{GD}} Q_{Gi} \quad (4.8)$$

Sujeito a

$$\vec{P} = \vec{P}_G - \vec{P}_D = \text{real} \left[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^* \right], \quad (4.9)$$

$$\vec{Q} = \vec{Q}_G - \vec{Q}_D = \text{imag} \left[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^* \right], \quad (4.10)$$

$$V_{ti}^2 - \frac{x'_{di}P_i}{\sin(\delta_i^0 - \theta_i)} \cos(\theta_i - \delta_i^0) + x'_{di}Q_i = 0, \quad (4.11)$$

$$K_1 T_1 T_2 \vec{\delta}_i + T_2 \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t D_i}{M_i} \right) \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t}{2M_i} \right) (2\vec{P}_{Gi} - (\vec{P}_{ei}^A + \vec{P}_{ei}^B)) = 0, \quad (4.12)$$

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax}, \quad (4.13)$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax}, \quad (4.14)$$

$$\vec{V}_{min} \leq \vec{V} \leq \vec{V}_{max}, \quad (4.15)$$

$$\vec{\delta}_i \leq \vec{\delta}_{max}. \quad (4.16)$$

As restrições de igualdade (4.9) e (4.10) correspondem ao balanço de potência em regime permanente, a (4.11) às condições iniciais do ângulo do rotor e a (4.12) às equações de *swing* discretizadas para os períodos em falta e pós-falta. Nessa última expressão, a injeção de potência do gerador varia com o passo de tempo, conforme previsto na equação (4.17).

$$P_{ei}^t = E_{qi}' \sum_{j=0}^n E_{qj}' \left(B_{ij}^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t) \right). \quad (4.17)$$

As restrições de desigualdade representadas pelas inequações (4.13) à (4.15), referem-se aos limites operativos dos geradores e da rede, enquanto que a (4.16) limita o ângulo do rotor dos geradores. Assim, o FPO-RETA otimiza o despacho de potência dos geradores síncronos distribuídos, reduz as perdas e retrata o comportamento dinâmico do sistema.

4.5 DESAFIOS E FORMAS DE OBTENÇÃO DE SOLUÇÃO PARA O FPO-RETA

A estabilidade transitória do ângulo do rotor requer um período de tempo para a análise do desempenho dinâmico do sistema, o que, usualmente, considera o espaço de tempo de 3 a 5 segundos após a perturbação, podendo se estender de 10 a 20 segundos para grandes sistemas com predominância de oscilação inter-área (KUNDUR et al., 2004). Assim, quanto maior o horizonte de tempo de análise, maior será a dimensão do FPO-RETA, uma vez que a variável do ângulo do rotor assume valores distintos a cada instante da simulação, os quais compõem um vetor de dimensão $(m + 1) \times 1$, fato que repercute, também, na dimensão das restrições do problema. Uma maneira de amenizar o número de variáveis e equações associadas às restrições de estabilidade transitória, faz-se com o uso do conceito de estabilidade na primeira oscilação, o que permite conferir a estabilidade com um tempo menor de solução do FPO-RETA, conforme já utilizado em trabalhos anteriores (FUCHS, KUIAVA e FERNANDES, 2015), (FUCHS et al., 2017) e (WIELER, KUIAVA e SOUZA, 2020).

Ademais, a restrição de igualdade das condições iniciais do gerador, equação (4.11), tem dimensão igual ao número de geradores conectados ao sistema, ou seja,

para dois geradores há duas restrições das condições iniciais e assim por diante. Ainda, a equação que representa a dinâmica dos geradores (4.12), possui dimensão $m \times 1$ e, também, torna-se mais complexa com o acréscimo de geradores devido ao cálculo de injeção de potência ativa pela equação (4.17).

Ainda, as restrições de igualdade do FPO-RETA apresentam não-linearidades, o que aumenta a complexidade para se encontrar uma solução para o problema de otimização. Para reduzir a complexidade são propostas, no próximo capítulo, simplificações nas equações de balanço de potência ativa (4.9) e reativa (4.10) e na injeção de potência elétrica dos geradores (4.17), a qual está contida na equação de *swing* discretizada (4.12).

Visto que o FPO-RETA apresenta substancial aumento da dimensão e complexidade do problema em relação ao FPO, então, emprega-se o método de resolução clássico do MPI, o qual consegue convergência até mesmo para casos complexos e de grande dimensão, como visto na revisão da literatura.

O uso do MPI, requer o cálculo das derivadas de primeira e segunda ordens para cada uma das restrições, utilizando, portanto, maior esforço computacional. Tal situação, exemplifica-se no cálculo da derivada de primeira ordem da equação (4.12), em relação somente ao vetor do ângulo do rotor, que representa apenas uma das variáveis do problema e resulta numa matriz como dimensão $m \times (m + 1)$:

$$J_{\vec{F}}(\vec{\delta}_i) = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial \delta_i^0} & \frac{\partial F_1}{\partial \delta_i^1} & \cdots & \frac{\partial F_1}{\partial \delta_i^m} \\ \frac{\partial F_2}{\partial \delta_i^0} & \frac{\partial F_2}{\partial \delta_i^1} & \cdots & \frac{\partial F_2}{\partial \delta_i^m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial F_m}{\partial \delta_i^0} & \frac{\partial F_m}{\partial \delta_i^1} & \cdots & \frac{\partial F_m}{\partial \delta_i^m} \end{bmatrix}, \quad (4.18)$$

em que,

\vec{F} : representa o vetor da expressão (4.12) para cada instante de tempo t , dimensão $m \times 1$;

δ_i^0 : variável do ângulo do rotor no instante de tempo t , para o gerador i , dimensão $(m + 1) \times 1$;

$J_F(\vec{\delta}_i)$: matriz jacobiana da função F , para cada instante de tempo, em relação ao vetor com os ângulos do rotor em cada instante de tempo t , dimensão $m \times (m + 1)$.

Já a matriz hessiana, com as derivadas de segunda ordem, considerando uma única restrição em relação ao vetor do ângulo do rotor, possui dimensão $(m + 1) \times (m + 1)$, ou seja, caso, por exemplo, o cálculo abranja o instante de tempo 0,21 segundo (primeiro instante do período pós-falta), a dimensão da matriz hessiana para essa única restrição será de 22x22. Porém, como (4.12) é formada por um conjunto de m restrições, a matriz hessiana será ainda mais complexa para esse conjunto, sendo de dimensão $m(m + 1) \times (m + 1)$. Essa complexidade revela a necessidade de investigar estratégias para contornar o inconveniente dimensional e complexo, de modo que se reduza o número de operações para a matriz hessiana com certa precisão e menor custo computacional. Referida operação pode ser vislumbrada por meio do emprego das simplificações das restrições do FPO-RETA que são estudadas no próximo capítulo.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por todo o exposto, observou-se que o FPO-RETA difere do FPO convencional devido a incorporação das restrições de estabilidade transitória e não somente considera o regime permanente, mas também, a dinâmica dos geradores síncronos. Essa formulação de otimização, agrega equações diferenciais, adiciona maior número de restrições e variáveis, aumentando, assim, a complexidade e dimensão do problema que, para ser solucionado, carece de diversas formulações, ferramentas e métodos, os quais foram explorados na literatura acerca do tema.

Uma das ferramentas utilizada, neste trabalho, é a alteração das equações que representam a dinâmica (*swing*) dos geradores síncronos diferenciais em algébricas mediante a integração numérica pelo método trapezoidal. Para reduzir o número de variáveis e de restrições, manipulou-se matematicamente as equações dinâmicas até se conseguir um formato matricial, de maneira a obter uma única expressão para representar a fase dinâmica do sistema.

De igual modo, as expressões das características internas do modelo de gerador síncrono em regime permanente, foram manuseadas para se conseguir uma única expressão que retrate as condições iniciais do ângulo do rotor.

Então, compôs-se o FPO-RETA integrado pela função objetivo, restrições de igualdade do balanço de potência ativa e reativa em regime permanente, condição

inicial e dinâmica do gerador síncrono e, também, os limites operativos de potências geradas, tensão nas barras do sistema e o máximo ângulo do rotor.

Após a formulação, é indispensável refletir sobre sua solução pelo MPI e implicações. Em função da avaliação de estabilidade ser conferida de maneira temporal, as restrições dinâmicas e variáveis do problema, como o ângulo do rotor, possuem dimensões tal como o período analisado, conjuntura essa, que reflete no aumento da complexidade e da dimensão do problema, bem como, no custo computacional, empecilhos que motivam as estratégias a serem tratadas no próximo capítulo.

5 PROPOSTA PARA O FPO-RETA COM HIPÓTESES SIMPLIFICADORAS

Nesta seção são tratadas as hipóteses simplificadoras e de solução do FPO-RETA, com o propósito de reduzir a sua dimensão e complexidade, refletindo, assim, no custo computacional. Primeiramente, averíguam-se as aproximações para as restrições de igualdade do balanço de potência e das equações de *swing* dos geradores. Após, reformula-se o FPO-RETA considerando essas novas implicações e, por fim, analisam-se os passos para solucioná-lo.

5.1 MODIFICAÇÕES PROPOSTAS NA FORMULAÇÃO CLÁSSICA DO FPO-RETA

Nesta seção são apresentadas duas aproximações nas equações de igualdade do FPO-RETA clássico, uma nas equações de balanço de potência ativa e reativa e outra na equação de *swing* discretizada dos geradores.

5.1.1 Aproximação das equações de balanço de potência ativa e reativa

Com o intuito de reduzir o custo computacional do FPO-RETA, busca-se uma aproximação para as equações de balanço de potência. As equações de balanço de potência compõem as equações básicas do cálculo do fluxo de potência, o qual possui diversas técnicas de resolução e aproximações, uma delas é uma aproximação linear chamada de fluxo de potência DC (MONTICELLI, 1983), que apresenta um grande benefício por ter baixo custo computacional. O fluxo de potência DC é utilizado para linhas principalmente indutivas, desprezando-se a característica resistiva e aproximando-se as equações relativas ao acoplamento de potência ativa e os ângulos de tensão linearmente, sendo desconsiderada a potência reativa.

Porém, o fluxo de potência DC não pode ser aplicado como uma técnica de aproximação para um sistema de distribuição em média tensão em razão desse sistema apresentar algumas particularidades, dentre elas, pode-se citar, o nível de tensão menor em relação à transmissão, a topologia predominantemente radial e, na maioria dos casos, o fato da relação reatância por resistência (X/R) ser pequena, ou seja, a característica resistiva prevalece em relação à indutiva. Desse modo, para atender às especificidades do sistema de distribuição, deve-se investigar uma outra técnica de aproximação das equações de fluxo de potência, a qual inclua ambas as

potências, ativa e reativa, magnitudes e ângulos de tensões de maneira acoplada (BOLOGNANI e ZAMPIERI, 2016).

Para tanto, muitos trabalhos propõem aproximações das equações de balanço de potência ativa e reativa, as quais já foram apresentadas na formulação do FPO clássico e referem-se ao regime permanente.

Alguns estudos aproximam a formulação clássica do balanço de potência para se compor um FPO baseado em programação linear e quadrática (FORTENBACHER e DEMIRAY, 2019). Outros, por sua vez, utilizam técnicas de linearização, como a adaptativa, de modo a embutir o erro da aproximação na equação do fluxo de potência (MISRA, MOLZAHN e DVIJOTHAM, 2018). Ainda, é possível verificar, entre os estudos, uma coletânea de relaxações e aproximações para o fluxo de potência (MOLZAHN e HISKENS, 2019), bem como, a aproximação linear proposta para a demanda de energia ativa e reativa com o erro de aproximação usado como uma função dos parâmetros da rede (BOLOGNANI e ZAMPIERI, 2016). Por fim, tem-se como interessante estudo, o do Fluxo de Potência Linearizado para Distribuição (FPLD), no qual os autores comprovaram, por meio de simulações, que os resultados do cálculo de fluxo de potência proposto são muito próximos aos de sua forma geral em corrente alternada, situação que os possibilitou formular e resolver um FPO linear para distribuição, o qual, também, apresentou resultados muito próximos quando comparado ao FPO clássico em corrente alternada, tanto para potência ativa e reativa (YUAN et al., 2018).

Neste trabalho, considerando que a linearização do balanço de potência baseada na técnica usada por Yuan et al. (2018) mostrou precisão, tanto no cálculo de fluxo de potência como para o FPO, a mesma será utilizada como base neste trabalho.

O processo de linearização das equações de balanço de potência baseada na técnica usada por Yuan et al. (2018), tem como ponto de partida o cálculo do fluxo de potência aparente nos ramos, dado por:

$$S_{ij} = V_i \left(\frac{(V_i - V_j)}{z_{ij}} \right)^* = \frac{V_i^2 - V_i V_j \cos \theta_{ij} - j V_i V_j \sin \theta_{ij}}{r_{ij} - j x_{ij}} \quad (5.1)$$

em que,

V_i : módulo do fasor da tensão na barra i ;

V_j : módulo do fasor da tensão na barra j;

z_{ij} : impedância entre as barras i e j;

S_{ij} : potência aparente entre as barras i e j;

θ_{ij} : ângulo do fasor de tensão entre as barras i e j;

r_{ij} : resistência entre as barras i e j;

x_{ij} : reatância entre as barras i e j.

A potência aparente pode ser separada em uma parte real e outra imaginária, que são correspondentes à potência ativa e reativa, respectivamente ($S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$), conforme equações (5.2) e (5.3):

$$P_{ij} = \frac{r_{ij}V_i^2 - r_{ij}V_iV_j\cos\theta_{ij} + x_{ij}V_iV_j\sin\theta_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (5.2)$$

$$Q_{ij} = \frac{x_{ij}V_i^2 - r_{ij}V_iV_j\sin\theta_{ij} - x_{ij}V_iV_j\cos\theta_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (5.3)$$

onde,

P_{ij} : fluxo de potência ativa entre as barras i e j;

Q_{ij} : fluxo de potência reativa entre as barras i e j.

Ainda, é possível dividir a equação da potência ativa (5.2) e da potência reativa (5.3) em outras duas partes, uma contendo a função trigonométrica seno (parte 1) e outra a cosseno (parte 2), como nas equações (5.4) a (5.7):

$$P_{ij_1} = \frac{r_{ij}x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \cdot \frac{V_i \cdot (V_i - V_j\cos\theta_{ij})}{x_{ij}} = \frac{r_{ij}x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \cdot \frac{f_{P1}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j)}{x_{ij}} \quad (5.4)$$

$$P_{ij_2} = \frac{x_{ij}V_iV_j\sin\theta_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} = \frac{x_{ij}^2}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \cdot \frac{f_{P2}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j)}{x_{ij}} \quad (5.5)$$

$$Q_{ij_1} = -\frac{r_{ij}V_iV_j\sin\theta_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} = -\frac{r_{ij}x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \cdot \frac{f_{Q1}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j)}{x_{ij}} \quad (5.6)$$

$$Q_{ij_2} = \frac{x_{ij}^2}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \cdot \frac{V_i \cdot (V_i - V_j\cos\theta_{ij})}{x_{ij}} = \frac{x_{ij}^2}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \cdot \frac{f_{Q2}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j)}{x_{ij}} \quad (5.7)$$

onde,

P_{ij_1} : fluxo de potência ativa entre as barras i e j, parte 1;

P_{ij_2} : fluxo de potência ativa entre as barras i e j, parte 2;

Q_{ij_1} : fluxo de potência reativa entre as barras i e j, parte 1;

Q_{ij_2} : fluxo de potência reativa entre as barras i e j, parte 2;

$f_{P1}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j)$, $f_{P2}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j)$, $f_{Q1}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j)$ e $f_{Q2}(V_i, V_j, \theta_i, \theta_j)$: são as funções não-lineares em relação às tensões (magnitude e ângulo de fase) que representam as expressões de fluxo das potências ativa e reativa e, que são, respectivamente

$V_i \cdot (V_i - V_j \cos \theta_{ij})$, $V_i V_j \sin \theta_{ij}$, $V_i V_j \sin \theta_{ij}$ e $V_i \cdot (V_i - V_j \cos \theta_{ij})$.

Nota-se que, até este momento, as equações de potência ativa e reativa encontradas estão baseadas no modelo não-linear de fluxo de potência, sem qualquer aproximação. A aproximação linear proposta em Yuan et al. (2018) é baseada em duas premissas:

- 1) em sistemas de distribuição, a queda de tensão entre duas barras adjacentes é normalmente pequena, assim, pode-se assumir que a diferença angular do fasor da tensão entre as barras será aproximadamente zero ($\theta_{ij} \approx 0$). Com isso, as relações trigonométricas tornam-se:

$$\sin \theta_{ij} \approx \theta_{ij} = \theta_i - \theta_j, \quad \cos \theta_{ij} \approx 1. \quad (5.8)$$

- 2) em condições normais, assume-se que o módulo da tensão nas barras é próximo a 1 p.u.

No estudo de Yuan et al. (2018), as equações parciais de balanço de potência foram expandidas em séries de Taylor até o primeiro grau, tornando-as equações lineares. Contudo, segundo os autores, a premissa 2 pode ser fraca para certas condições operativas em redes de distribuição. Isso posto, nesta dissertação, busca-se uma aproximação quadrática para as magnitudes de tensão ao invés de lineares. Assim, para aproximar as equações parciais de balanço de potências (5.4) a (5.7) aplica-se a expansão em séries de Taylor até o segundo grau (técnica representada

pela equação (5.9)) nas funções parciais f_{P1}, f_{P2}, f_{Q1} e f_{Q2} , em que, simbolicamente, $f_{P1} = f_{Q2}$ e $f_{P2} = f_{Q1}$. Logo, basta calcular duas expansões em séries de Taylor, para f_{P1} e f_{P2} , o que resulta, respectivamente, nas aproximações (5.11) e (5.12). Ainda, como a expansão em séries de Taylor prevê um ponto de referência para as variáveis, então, com base nas duas premissas apresentadas, as condições iniciais serão conforme (5.10):

$$f_{P1}(x) \approx f_{P1}(x_0) + \frac{df_{P1}(x_0)}{dx}(x - x_0) + \frac{1}{2!} \cdot \frac{d^2f_{P1}(x_0)}{dx^2}(x - x_0)^2 \quad (5.9)$$

$$x_0 = [V_i^0 \ V_j^0 \ \theta_i^0 \ \theta_j^0]^T = [1 \ 1 \ 0 \ 0]^T \quad (5.10)$$

$$f_{P1}(x) \approx V_i - V_j + (V_i - 1)^2 + \frac{1}{2}(\theta_i^2 - \theta_j^2) \quad (5.11)$$

$$f_{P2}(x) \approx \theta_i - \theta_j \quad (5.12)$$

em que,

x_0 : vetor de variáveis iniciais;

x : vetor de variáveis.

Na equação (5.11) estão presentes termos de primeira ($V_i - V_j$) e segunda ordem ($(V_i - 1)^2 + \frac{1}{2}(\theta_i^2 - \theta_j^2)$), provenientes da série de Taylor, com ordem correspondente. Valendo-se da primeira premissa, que a diferença angular entre as barras é próxima, o termo quadrático, com a diferença dos ângulos da tensão nas barras ($\theta_i^2 - \theta_j^2$), poderá ser suprimido na equação (5.11). Entretanto, a premissa 2, que considera a tensão nas barras iguais a 1p.u., não será aplicada nesse momento, pois, a variação de tensão padronizada para o acesso com a GD na rede de distribuição pelas concessionárias de energia é em torno de 1,05 p.u. a 0,95 p.u. (COPEL, 2018) e, essa faixa de variação do módulo da tensão permite maior disparidade em relação à premissa 2, podendo motivar uma imprecisão.

Dessa forma, substituindo a equação (5.11), modificada pela premissa 1, e a equação (5.12) nas equações (5.4) a (5.7) e, além disso, estabelecendo as constantes k_{ij-1} e k_{ij-2} , surgem as seguintes equações:

$$P_{ij_1} = k_{ij_1} \cdot \frac{V_i - V_j + (V_i - 1)^2}{x_{ij}} \quad (5.13)$$

$$P_{ij_2} = k_{ij_2} \cdot \frac{(\theta_i - \theta_j)}{x_{ij}} \quad (5.14)$$

$$Q_{ij_1} = -k_{ij_1} \cdot \frac{(\theta_i - \theta_j)}{x_{ij}} \quad (5.15)$$

$$Q_{ij_2} = k_{ij_2} \cdot \frac{V_i - V_j + (V_i - 1)^2}{x_{ij}} \quad (5.16)$$

onde,

$$k_{ij_1} = \frac{r_{ij}x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}, \quad k_{ij_2} = \frac{x_{ij}^2}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}.$$

Assim, as equações parciais de balanço de potência (5.13) à (5.16) representam um novo modelo quadrático para o módulo da tensão e outro linear em relação ao ângulo da tensão. Nessa linha, verifica-se que as equações de potência ativa (5.13) e (5.14), podem ser somadas para encontrar a injeção de potência ativa nas barras ($P_i = P_{ij_1} + P_{ij_2}$), bem como, as equações de potência reativa (5.15) e (5.16) compõem a injeção de potência reativa nas barras ($Q_i = Q_{ij_1} + Q_{ij_2}$), o que resulta nas equações a seguir:

$$P_i = \sum_{j=1, j \neq i}^{nb} \frac{k_{ij_1}}{x_{ij}} \cdot [(V_i - V_j) + (V_i - 1)^2] + \frac{k_{ij_2}}{x_{ij}} \cdot (\theta_i - \theta_j), \quad (5.17)$$

$$Q_i = \sum_{j=1, j \neq i}^{nb} -\frac{k_{ij_1}}{x_{ij}} \cdot (\theta_i - \theta_j) + \frac{k_{ij_2}}{x_{ij}} \cdot [(V_i - V_j) + (V_i - 1)^2]. \quad (5.18)$$

Então, a partir das constantes presentes nas expressões (5.17) e (5.18), define-se a formação de duas matrizes de impedâncias:

$$B_1(i, j) = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}, \quad B_2(i, j) = \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}, \quad \forall i \neq j \quad (5.19)$$

$$B_1(i, i) = \sum_{j=1, j \neq i}^{nb} \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}, \quad B_2(i, i) = \sum_{j=1, j \neq i}^{nb} \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}. \quad (5.20)$$

Observa-se que as matrizes B_1 e B_2 têm semelhança com a matriz de admitância Y_{bus} da formulação clássica de fluxo de potência, por conterem as informações da rede (o que é diferente do fluxo de carga DC, que despreza a resistência), mas, com a vantagem de não existir números complexos em sua estrutura. Logo, reescrevendo as injeções de potência (5.17) e (5.18) de forma matricial e em função das matrizes (5.19) e (5.20), tem-se:

$$\vec{P}_i = B_2 \vec{\theta} + B_1 \vec{V} + \text{diag}(\overline{B_1})(\vec{V}_i - 1)^2 \quad (5.21)$$

$$\vec{Q}_i = -B_1 \vec{\theta} + B_2 \vec{V} + \text{diag}(\overline{B_2})(\vec{V}_i - 1)^2 \quad (5.22)$$

em que $\overline{B_1}$ e $\overline{B_2}$ representam as diagonais das matrizes B_1 e B_2 , respectivamente.

É possível observar que as equações (5.21) e (5.22) possuem um termo quadrático, $(V_i - 1)^2$, e suas formulações são nomeadas de aproximação quadrática da injeção de potência. Então, substituindo cada uma das expressões (5.21) e (5.22) nas restrições de balanço de potência (4.9) e (4.10), encontram-se as restrições de balanço de potência no modelo quadrático:

$$\vec{P}_G - \vec{P}_D - \left(B_2 \vec{\theta} + B_1 \vec{V} + \text{diag}(\overline{B_1})(\vec{V}_i - 1)^2 \right) = 0, \quad (5.23)$$

$$\vec{Q}_G - \vec{Q}_D - \left(-B_1 \vec{\theta} + B_2 \vec{V} + \text{diag}(\overline{B_2})(\vec{V}_i - 1)^2 \right) = 0. \quad (5.24)$$

Caso a expansão em série de Taylor fosse interrompida em seu primeiro termo ou primeiro grau, ter-se-ia como resultado as injeções de potência no formato linear a seguir:

$$\vec{P}_i = B_2 \vec{\theta} + B_1 \vec{V}, \quad (5.25)$$

$$\vec{Q}_i = -B_1 \vec{\theta} + B_2 \vec{V}. \quad (5.26)$$

Do mesmo modo ao elaborado para o modelo quadrático, substituindo cada uma das expressões (5.25) e (5.26), nas restrições de balanço de potência (4.9) e (4.10), obtém-se as restrições de balanço de potência linearizadas:

$$\vec{P}_G - \vec{P}_D - (B_2 \vec{\theta} + B_1 \vec{V}) = 0, \quad (5.27)$$

$$\vec{Q}_G - \vec{Q}_D - (-B_1 \vec{\theta} + B_2 \vec{V}) = 0. \quad (5.28)$$

Portanto, denota-se que é possível encontrar duas formulações aproximadas para as restrições de igualdade do balanço de potência, a primeira, compreende as expressões (5.23) e (5.24) com um termo quadrático e a segunda, as expressões (5.27) e (5.28) de forma linear, sendo que, ambas as aproximações devem ser validadas quanto a precisão no FPO-RETA, o que será demonstrado mais adiante nesta dissertação. É importante salientar que as aproximações em Séries de Taylor são válidas para variações em torno do ponto de referência de operação (segundo as duas premissas adotadas anteriormente), isto é, se caso, durante o processo iterativo, resultar num ponto de operação muito distante do inicial, poderá incorrer em maiores erros ou não-convergência.

Destaca-se que a formulação quadrática dada por (5.23) e (5.24) é uma contribuição desta dissertação de mestrado, não sendo encontrada nas referências bibliográficas consultadas, o que revela a importância do presente estudo para a exploração da nova formulação pela comunidade acadêmica em trabalhos futuros.

5.1.2 Aproximações nas equações de *swing* dos geradores

As restrições relativas aos geradores em relação às condições iniciais (4.11) e ao seu comportamento dinâmico (descrito pelas equações de *swing*) (4.12), duplicam conforme o acréscimo de geradores conectados à rede, ou seja, para dois geradores existe uma restrição da condição inicial e uma decorrente das equações de *swing* para cada um, totalizando quatro restrições de igualdade. Além disso, cada equação dinâmica terá dimensão $m \times 1$ ao ser transformada em um conjunto de equações algébricas, onde m é o número de passos de tempo, isto é, para 0,21 segundo, primeiro instante pós-falta, a dimensão será 21×1 . Em vista disso, almeja-se reduzir o número das operações na montagem da matriz hessiana, principalmente por meio de simplificação na equação de *swing* dos geradores.

Uma premissa para reduzir o número de restrições decorrentes da discretização das equações de *swing* e, como consequência, o tempo computacional,

é garantir a estabilidade transitória na primeira oscilação sem a necessidade de resolver o problema de otimização iterativamente para todo o horizonte de tempo no período pós-falta (FUCHS, 2015), (BLOCK, 2016) e (WIELER, 2019).

Complementarmente, destaca-se que os geradores síncronos conectados ao sistema podem ser agrupados em um conjunto de geradores coerentes, o que permite, também, contribuir para a simplificação das restrições dinâmicas. Neste trabalho, previamente, resolvem-se as equações de swing do sistema, identifica-se o grupo de geradores coerentes por meio da análise gráfica do comportamento do ângulo do rotor dos geradores até o primeiro pico de oscilação, o qual deve apresentar pequena diferença angular (3.24) entre os geradores do respectivo grupo, caracterizando, com isso, a coerência. A diferença angular para sincronismo com a rede de geradores síncronos, com rotor cilíndrico ou polos salientes, de acordo com os requisitos construtivos da IEEE C50.13 (2014) e IEEE C50.12 (2006) é de $\pm 10^\circ$ para condições normais em regime permanente, então a constante ε_δ presente na equação (3.24), será limitada em 10° para caracterizar a coerência (CHITTORA e SINGH, 2014).

Logo, para concretizar as estratégias simplificadoras acima citadas em formato matemático e inseri-las na otimização, parte-se da equação de injeção de potência ativa (4.17), a qual é integrante da restrição dinâmica (4.12), conforme segue:

$$P_{ei}^t = E'_{qi} \sum_{j=0}^n E'_{qj} \left(B_{ij}^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t) \right). \quad (5.29)$$

Na equação (5.29), vale lembrar, que n é o número de geradores distribuídos conectados ao sistema e a referência do sistema é indicada por $j = 0$, tendo-se, assim, $E'_{q0} = 1$ p.u. e $\delta_0 = 0$ rad. Então, com essas considerações, reescreve-se a equação (5.29) de modo expandido para $n \geq 1$:

$$\begin{aligned} P_{ei}^t = & E'_{qi} \left(B_{i0}^t \sin(\delta_i^t) + G_{i0}^t \cos(\delta_i^t) \right) + E_{qi}'^2 G_{ii}^t \\ & + E'_{qi} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E'_{qj} \left(B_{ij}^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t) \right) \end{aligned} \quad (5.30)$$

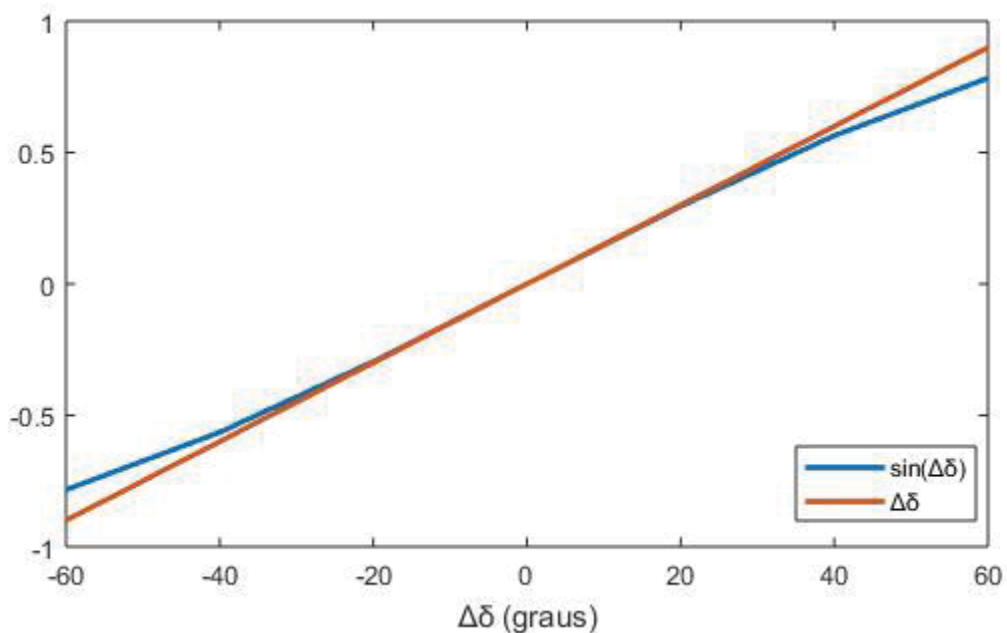
Nota-se que a equação (5.30), de injeção de potência ativa do i -ésimo gerador conectado ao sistema, possui 3 parcelas: a primeira parcela refere-se ao i -ésimo gerador em relação à barra de referência do sistema (cujo ângulo é considerado como sendo igual a zero) ($j = 0$); já a segunda parcela, é relativa ao i -ésimo gerador em questão e sua própria barra ($j = i$); e; por fim, a terceira parcela, remete-se ao i -ésimo gerador no tocante às barras dos demais geradores ($j > 0$ e $j \neq i$).

No entanto, se na última parcela da equação (5.30) os n geradores formarem um grupo coerente, isto é, a diferença angular entre eles até o primeiro pico de oscilação pós-falta for pequena, então, $\delta_i^t - \delta_j^t \approx 0$. Assim, tomando-se a relação $\text{sen}(\delta_i^t - \delta_j^t)$ e aproximando-a em série de Taylor, até primeira ordem, tem-se:

$$\text{sen}(\delta_i^t - \delta_j^t) \approx \delta_i^t - \delta_j^t. \quad (5.31)$$

Tal situação, pode ser analisada graficamente na FIGURA 9, na qual comprova-se que, para uma determinada vizinhança em relação a zero graus, as diferenças angulares $\Delta\delta = \delta_i^t - \delta_j^t$ em relação a sua função senoidal ($\text{sen}(\Delta\delta)$), são muito próximas.

FIGURA 9 – RELAÇÃO ENTRE AS FUNÇÕES $\text{sen}(\Delta\delta)$ E $\Delta\delta$.



FONTE: A autora (2020).

A partir dos dados da função original e sua aproximação, possibilita-se analisar o erro relativo percentual ($erro(\%) = \frac{|\Delta\delta - \text{sen}(\Delta\delta)|}{\text{sen}(\Delta\delta)} \cdot 100\%$), apresentado para cada diferença angular na TABELA 3.

TABELA 3 – ERRO RELATIVO PERCENTUAL ENTRE A FUNÇÃO ORIGINAL E SUA APROXIMAÇÃO.

$\Delta\delta$ (graus)	erro (%)
-60	14,895
-50	10,029
-40	6,2619
-30	3,4565
-20	1,5159
-10	0,3760
0	0
10	0,3760
20	1,5159
30	3,4565
40	6,2619
50	10,029
60	14,895

FONTE: A autora (2020).

Nota-se que a aproximação possui erro percentual inferior a 5% para diferenças angulares de até $\pm 30^\circ$. Em havendo a necessidade, alguma métrica poderá ser utilizada para estabelecer de maneira mais criteriosa a definição de quando utilizar, ou não, tais aproximações. Porém, o estabelecimento desta métrica não é alvo de investigação na presente pesquisa.

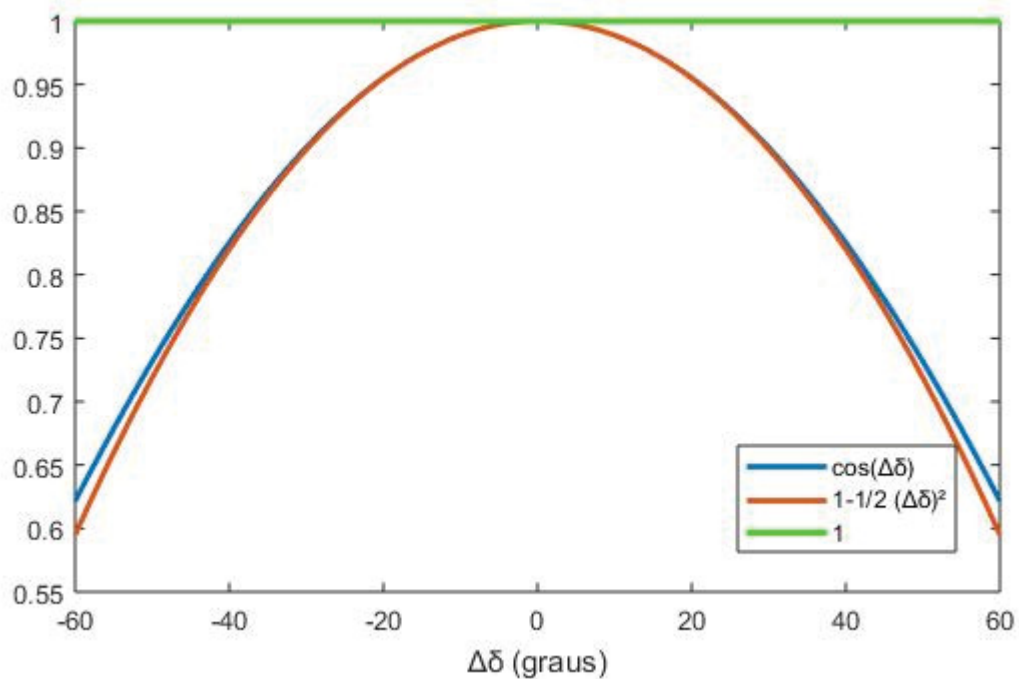
De maneira análoga, a função cosseno, também da última parcela da equação (5.30), pode ser aproximada em série de Taylor até a segunda ordem como:

$$\cos(\delta_i^t - \delta_j^t) \approx 1 - \frac{1}{2}(\delta_i^t - \delta_j^t)^2. \quad (5.32)$$

Logo, traçando graficamente a equação (5.32) conforme descrito na FIGURA 10, pode-se verificar que se a função $\cos(\delta_i^t - \delta_j^t)$ for aproximada somente pela primeira parcela dessa equação, isto é, a expansão em série de Taylor de primeira

ordem $\cos(\delta_i^t - \delta_j^t) \approx 1$, apenas há precisão para diferenças angulares muito pequenas. Contudo, para a expansão até a segunda ordem no formato completo da equação (5.32), aumenta-se a precisão para diferenças angulares para uma determinada vizinhança em relação a zero graus.

FIGURA 10 – RELAÇÃO ENTRE AS FUNÇÕES $\cos(\Delta\delta)$, 1 E $1 - \frac{1}{2}(\Delta\delta)^2$.



FONTE: A autora (2020).

Bem como analisado para a função senoidal, pode-se verificar o erro relativo percentual para cada aproximação em relação à função original (aproximação igual a 1: $erro1(\%) = \frac{|1 - \cos(\Delta\delta)|}{\cos(\Delta\delta)} \cdot 100\%$; e para a aproximação igual a $1 - \frac{1}{2}(\Delta\delta)^2$: $erro2(\%) = \frac{|1 - \frac{1}{2}(\Delta\delta)^2 - \cos(\Delta\delta)|}{\cos(\Delta\delta)} \cdot 100\%$), apresentado para cada diferença angular na TABELA 4.

TABELA 4 – ERRO RELATIVO PERCENTUAL ENTRE A FUNÇÃO ORIGINAL E SUAS APROXIMAÇÕES.

$\Delta\delta$ (graus)	erro1 (%)	erro2 (%)
-60	60,8726	4,2808
-50	36,6701	1,7684
-40	21,1628	0,6465
-30	11,0559	0,1885
-20	4,6752	0,0352
-10	1,1356	0,0021
0	0	0
10	1,1356	0,0021
20	4,6752	0,0352
30	11,0559	0,1885
40	21,1628	0,6465
50	36,6701	1,7684
60	60,8726	4,2808

FONTE: A autora (2020).

De acordo com os erros apresentados na TABELA 4, a aproximação da função cosseno sendo igual a 1, há erros menores que 5% para diferenças angulares de até $\pm 20^\circ$ e para a aproximação sem Séries de Taylor até o segundo grau ($1 - \frac{1}{2}(\Delta\delta)^2$) confere erros menores que 5% para diferenças angulares de até $\pm 60^\circ$, assim, esta última é empregada no decorrer deste trabalho.

Portanto, para um mesmo grupo de geradores coerentes, a expressão (5.30) reescrita com as substituições das expressões (5.31) e (5.32) na parcela referente aos demais geradores, torna-se:

$$\begin{aligned}
 P_{ei}^t = & E_{qi}' \left(B_{i0}^t \text{sen}(\delta_i^t) + G_{i0}^t \text{cos}(\delta_i^t) \right) + E_{qi}'^2 G_{ii}^t \\
 & + E_{qi}' \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_{qj}' \left(B_{ij}^t (\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \left(1 - \frac{1}{2} (\delta_i^t - \delta_j^t)^2 \right) \right) \quad (5.33)
 \end{aligned}$$

A simplificação na equação (5.33) não impacta no número de variáveis ou equações do FPO-RETA, porém, ela contribui para a redução do número de operações no processo de resolução do problema via MPI, haja vista que algumas

derivadas de segunda ordem serão nulas, pois não haverá funções trigonométricas, fato que simplifica a construção da matriz hessiana.

Então, dado um conjunto S de índices associados aos n geradores do sistema $S = \{1, 2, \dots, n\}$ e conjuntos referentes a cada grupo de geradores coerentes Ω pertencentes aos geradores do sistema analisado ($\Omega_1 \in S$ e $\Omega_2 \in S$), cuja união dos conjuntos configura todos os geradores do sistema ($\Omega_1 \cup \Omega_2 = S$), permite-se estender o mesmo conceito da equação (5.33) para um caso com 2 grupos de geradores coerentes. Considerando um gerador pertencente ao primeiro grupo ($i \in \Omega_1$), tem-se:

$$\begin{aligned}
 P_{ei}^t = & E'_{qi} \left(B_{i0}^t \text{sen}(\delta_i^t) + G_{i0}^t \cos(\delta_i^t) \right) + E_{qi}^{\prime 2} G_{ii}^t \\
 & + E'_{qi} \sum_{\substack{j \in \Omega_1 \\ j \neq i}}^n E'_{qj} \left(B_{ij}^t (\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \left(1 - \frac{1}{2} (\delta_i^t - \delta_j^t)^2 \right) \right) \\
 & + E'_{qi} \sum_{j \in \Omega_2}^n E'_{qj} \left(B_{ij}^t \text{sen}(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t) \right).
 \end{aligned} \tag{5.34}$$

Desse modo, na expressão (5.34), a simplificação trigonométrica está contida somente na terceira parcela cujos geradores apresentam coerência ($j \in \Omega_1$, pertencem ao mesmo grupo). Quanto à última parcela, correspondente aos geradores pertencentes ao conjunto Ω_2 , não se simplificam as relações trigonométricas, visto que, para este conjunto (Ω_2), os geradores não estão em coerência com o conjunto Ω_1 , ou seja, em razão dos geradores pertencentes aos conjuntos Ω_1 e Ω_2 apresentarem comportamentos do ângulo do rotor distintos e/ou maiores desvios angulares. Caso fosse simplificada a última parcela, incorrer-se-ia em perda de precisão ou erro.

Portanto, as expressões (5.33) e (5.34) para um e dois grupos de geradores coerentes, respectivamente, podem ser integradas à equação dinâmica (4.12) e compor a restrição de igualdade da dinâmica (*swing*) dos geradores.

5.1.3 Formulação proposta para o FPO-RETA

Elaboradas as simplificações nas restrições de igualdade do balanço de potência ativa e reativa e da dinâmica dos geradores (*swing*), formula-se uma nova

proposta para o FPO-RETA, considerando a presença de dois grupos de geradores coerentes¹:

Minimizar

$$f(P_{Gi}, Q_{Gi}) = \omega_p \sum_{i=1}^{N_{GD}+1} P_{Gi} + \omega_{maxP_G} \sum_{i=1}^{N_{GD}} (P_{Gimax} - P_{Gi})^2 + \omega_{minQ_G} \sum_{i=1}^{N_{GD}} Q_{Gi} \quad (5.35)$$

Sujeito a

$$\vec{P}_G - \vec{P}_D - (B_2 \theta + B_1 \mathbf{V} + B_1 (V_i - 1)^2) = 0, \quad (5.36)$$

$$\vec{Q}_G - \vec{Q}_D - (-B_1 \theta + B_2 \mathbf{V} + B_2 (V_i - 1)^2) = 0, \quad (5.37)$$

$$V_{ti}^2 - \frac{x'_{di} P_i}{\text{sen}(\delta_i^0 - \theta_i)} \cos(\theta_i - \delta_i^0) + x'_{di} Q_i = 0, \quad (5.38)$$

$$K_1 T_1 T_2 \vec{\delta}_i + T_2 \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t D_i}{M_i} \right) \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t}{2 M_i} \right) (2 \vec{P}_{Gi} - (\vec{P}_{ei}^A + \vec{P}_{ei}^B)) = 0, \quad (5.39)$$

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax}, \quad (5.40)$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax}, \quad (5.41)$$

$$\vec{V}_{min} \leq \vec{V} \leq \vec{V}_{max}, \quad (5.42)$$

$$\vec{\delta}_i \leq \vec{\delta}_{max}, \quad (5.43)$$

onde,

$P_{ei}^t = E'_{qi} (B_{i0}^t \text{sen}(\delta_i^t) + G_{i0}^t \cos(\delta_i^t)) + E_{qi}^{'2} G_{ii}^t + E'_{qi} \sum_{j \in \Omega_1, j \neq i}^n E'_{qj} (B_{ij}^t (\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t (1 - \frac{1}{2} (\delta_i^t - \delta_j^t)^2)) + E'_{qi} \sum_{j \in \Omega_2}^n E'_{qj} (B_{ij}^t \text{sen}(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t))$: injeção de potência simplificada para dois conjuntos distintos de geradores coerentes, considerando que o i -ésimo gerador pertence ao grupo Ω_1 .

A formulação proposta difere-se da formulação clássica do FPO-RETA em razão das aproximações embutidas nas equações (5.36), (5.37) e (5.39). As expressões do balanço de potência (5.36) e (5.37) estão no formato chamado de

¹ A formulação pode ser facilmente generalizada para a quantidade de grupos de geradores coerentes, sendo para um número maior de grupos ou, até mesmo, considerar que alguns geradores não pertençam a nenhum grupo, conforme a manipulação da equação (5.34), de acordo com os conceitos de coerência apresentados.

quadrático e podem ser testadas na forma linearizada (5.27) e (5.28). Já a equação de *swing* (5.39), que representa a dinâmica do sistema, requer o cálculo de injeção de potência ativa dos geradores, o qual poderá ser utilizado na forma geral (5.30) sem simplificações ou, caso haja geradores coerentes, com simplificação para um conjunto (5.33) ou dois conjuntos (5.34).

Sobre a formulação do FPO-RETA, reforça-se que as restrições (5.36) e (5.37) e as variáveis \vec{P}_G , \vec{Q}_G , \vec{V} , referem-se ao regime permanente, mas sofrem modificações a cada ponto ótimo encontrado, considerando as características dinâmicas do período transitório. Assim, os resultados finais encontrados de \vec{P}_G e \vec{Q}_G são os valores ótimos para operação, em regime permanente, do equivalente do sistema e das GDs, que conferem a estabilidade do sistema após uma dada perturbação.

O próximo passo após a formulação é resolvê-la. Para tanto, neste trabalho, escolhe-se o MPI versão Primal-Dual com barreira logarítmica, conforme os próximos itens.

5.1.4 Algoritmo e método de resolução

A análise de estabilidade na primeira oscilação fundamenta-se no diagnóstico do comportamento do ângulo do rotor, quando este atinge o primeiro pico de oscilação. Em vista disso, a simulação numérica concentra-se no menor número de passos de tempo no período pós-falta. No entanto, como não se sabe previamente em que instante ocorre o primeiro pico do ângulo do rotor no período pós-falta, então, primeiramente, deve-se executar a rotina de programação do FPO-RETA para o intervalo de tempo que constitui todo o período pré-falta, em falta e 1 passo de tempo do período pós-falta. Até que se atinja o primeiro pico, incrementa-se, sucessivamente, 1 passo de tempo no período pós-falta e executa-se novamente o FPO-RETA. Tal estratégia, permite, enfim, um tempo de simulação inferior se comparado à execução de todo horizonte de análise de tempo no período pós-falta, conforme já comprovado em trabalhos anteriores (FUCHS, KUIAVA e FERNANDES, 2015), (WIELER, KUIAVA e SOUZA, 2020) e (FUCHS et al., 2017).

Quando se identifica o primeiro pico no período pós-falta, o processo iterativo é finalizado e, para traçar o restante da trajetória do ângulo do rotor e da velocidade

angular, deve-se aplicar um método de integração numérica, sendo que, neste trabalho, decidiu-se pelo Runge-Kutta de 4ª ordem.

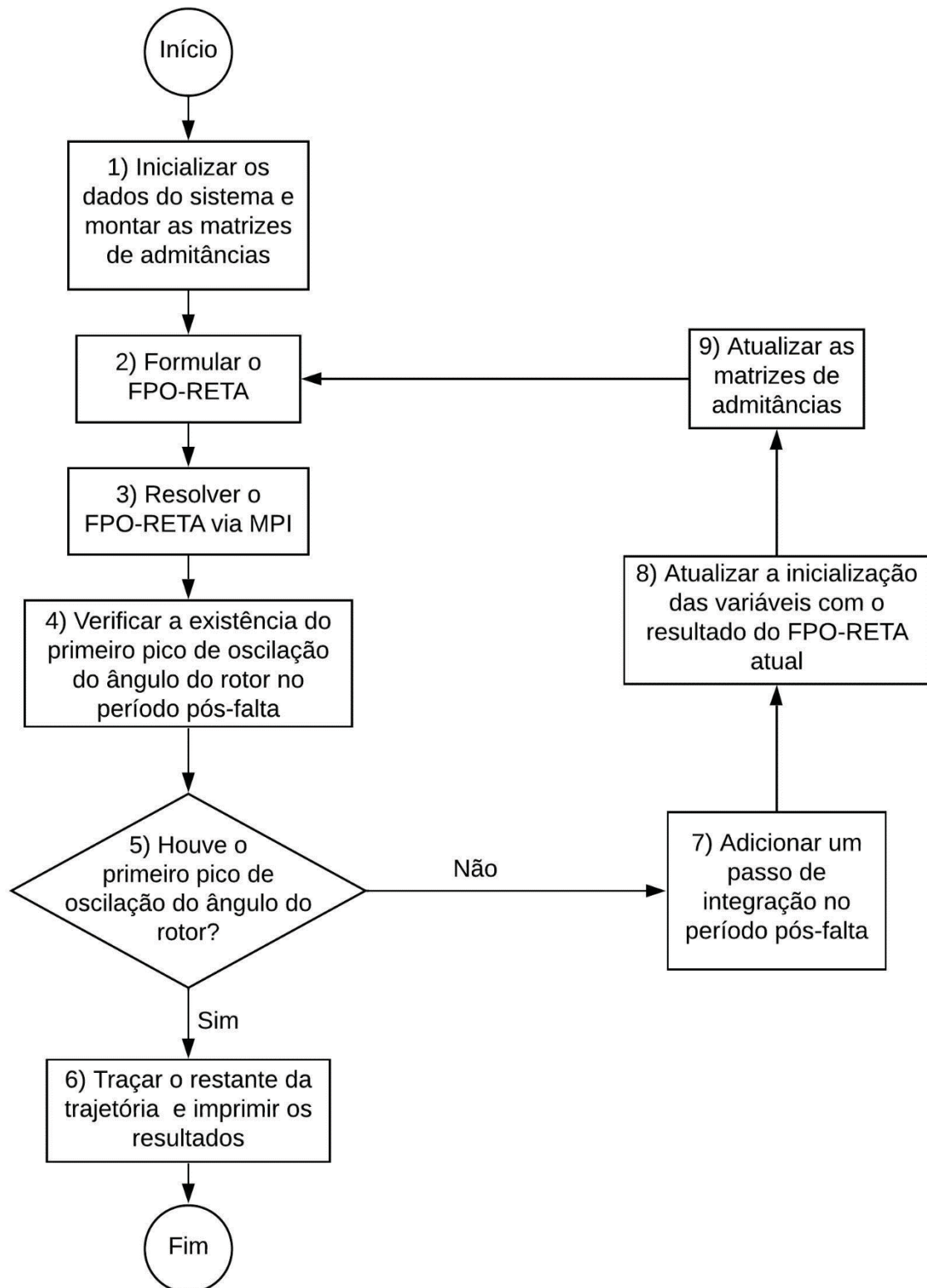
Desse modo, o algoritmo proposto na FIGURA 11 demonstra os passos para se obter a solução ótima do FPO-RETA. Cada uma dessas etapas é detalhada a seguir:

- 1) inicialização: primeiramente, lançam-se na programação os dados advindos de um FP do sistema, as constantes, as variáveis de estado e as de controle do problema de otimização, bem como, o primeiro intervalo de tempo analisado (todo o período pré-falta, em falta e 1 instante pós-falta). Com isso, identificam-se as topologias da rede para cada período e montam-se as matrizes de admitância Y_{bus} e Y_{rede} , para, então, seguir para a etapa 2;
- 2) formulação do FPO-RETA: formula-se o FPO-RETA para o período analisado, cujo conjunto de equações a serem adotadas pode ser do FPO-RETA clássico (equações (4.8) à (4.16)) ou do FPO-RETA proposto (equações (5.35) à (5.43)), seguindo-se, assim, para a etapa 3;
- 3) resolução do FPO-RETA via MPI: faz-se o processo iterativo para a resolução do problema de otimização pelo MPI versão primal-dual com barreira logarítmica. Para isso, inserem-se as variáveis de controle conforme (2.11) e associa-se ao problema a função lagrangeana (2.12), a qual se submete às condições de otimalidade (KKT), cujas raízes são encontradas pelo método de Newton. Neste processo, necessita-se do cálculo das derivadas de primeira e segunda ordens. Após a conclusão do processo iterativo é possível seguir para a etapa 4;
- 4) verificar a existência do primeiro pico de oscilação: após finalizada a rotina da etapa 3, alcançam-se os valores ótimos do FPO-RETA para o intervalo de tempo analisado. Então, verifica-se a ocorrência do primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor no período pós-falta, de modo que o ângulo do rotor atual seja menor que o anterior, em atendimento à expressão (3.23) e segue-se para a etapa 5;
- 5) houve o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor? Em caso afirmativo, verifica-se a velocidade angular e calcula-se a potência acelerante ($P_{ai} =$

$P_{mi} - P_{ei}$) para comprovar a estabilidade, seguindo-se para a etapa 6. Se não for atingido o pico, retorna-se para o cálculo pela etapa 7;

- 6) obtenção do restante da trajetória: pela aplicação do método de integração numérica, Runge-Kutta de 4ª ordem, delinea-se o restante da trajetória do ângulo do rotor na sequência do primeiro pico de oscilação e finaliza-se o algoritmo;
- 7) adição de um passo de integração numérica no período pós-falta: visto que ainda não se atingiu o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor, adiciona-se um passo de tempo no período pós-falta. Segue para a etapa 8;
- 8) atualização da inicialização das variáveis: atualizam-se as variáveis de estado e de controle a partir dos resultados do FPO-RETA atual. O acréscimo de um instante de tempo no período pós-falta, por consequência, aumenta em uma unidade o vetor da variável do ângulo do rotor, uma vez que sua dimensão é $(m + 1 \times 1)$. Segue para a etapa 9;
- 9) atualização das matrizes de admitâncias: devido ao incremento de um instante de tempo, atualizam-se as matrizes reduzidas Y_{red} e retorna-se para o passo 2.

FIGURA 11 – FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PROPOSTO PARA O FPO-RETA.



FONTE: Adaptada de Fuchs (2015).

Assim, a atualização das variáveis de estado e de controle, dadas pelas etapas 8 e 9 do fluxograma, coopera para a convergência do algoritmo via MPI, pois os valores atualizados apresentam proximidade com os valores ótimos, fato que proporciona aumento na velocidade e reduz o número de iterações para a convergência do algoritmo.

Contudo, tem-se que as variáveis dependentes do tempo, como o ângulo do rotor, e, por consequência, as equações de *swing* discretizadas crescem em dimensão a cada *loop* do algoritmo até que se encontre o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor. Por exemplo, definidos os períodos pré-falta com 6 passos de tempo, em falta com 15 passos de tempo e pós-falta com 1 passo de tempo, para a primeira iteração, a restrição de *swing* terá a dimensão de 22×1 e o vetor de variáveis de ângulo do rotor terá a dimensão 23×1 . Caso não ocorra o primeiro pico de oscilação, aumenta-se mais um passo de tempo, de forma que o vetor terá, no próximo passo, dimensão 24×1 e, assim, sucessivamente, até que se encontre o primeiro pico de oscilação.

Ocorre que esse aumento dimensional é inoportuno e reflete diretamente no processo iterativo para a resolução do FPO-RETA pelo MPI, posto que, para tanto, são indispensáveis as derivadas de primeira (jacobiano) e segunda (hessiana) ordem, o que, além disso, aumenta também a complexidade do problema. Esse esforço, no entanto, pode ser reduzido para o programador valendo-se de ferramentas pré-programadas dos *softwares* de simulação para formação ou, até mesmo, resolução do jacobiano e hessiana. Porém, esses recursos geram custos computacionais relativos ao consumo de memória, por necessitarem da entrada de dados de forma simbólica e por demandarem um grande tempo de simulação devido ao número de operações internas da pré-programação e substituições de variáveis.

Isso posto, a fim de reduzir esses custos computacionais, optou-se por trazer o trabalho da escrita do código de programação para o programador, arquitetando-se os códigos de forma numérica, ou seja, a inserção de variáveis numéricas, a formatação matricial e o cálculo das matrizes jacobianas e hessianas são ações tomadas pelo programador do algoritmo sem a dependência das pré-programações do *software*. Outra vantagem encontrada quando o trabalho lógico está a cargo do programador, é a relativa a característica esparsa das matrizes jacobianas e hessianas, pois, tal fato permite otimizar o tempo despendido em seus cálculos, de forma a concentrar-se somente nos termos não nulos dessas matrizes.

Portanto, após findada a resolução do problema, no momento em que se encontra o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor no período pós-falta, o restante da trajetória é traçado (etapa 6) de forma a permitir a visualização para todo o período de análise. Na prática, é importante garantir a estabilidade transitória até o primeiro pico para que não existam prejuízos, pois a partir do primeiro pico, atuam os controladores e amortecedores, os quais asseguram a estabilidade no sistema.

5.1.5 Considerações finais

Em busca de simplificações e menor esforço computacional, estruturou-se uma aproximação das equações de balanço de potência para o sistema de distribuição, com duas premissas: na primeira, assumiu-se que a diferença angular do fasor da tensão entre duas barras é aproximadamente zero; na segunda, considerou-se que o módulo nas barras é próximo de 1,00 p.u, pois a queda de tensão entre duas barras adjacentes é normalmente pequena.

A seguir, aplicou-se a expansão em série de Taylor até a segunda ordem no fluxo de potência ativa e reativa. Com isso, obtiveram-se expressões de injeção de potência ativa e reativa aproximadas, nomeadas como aproximação quadrática (resultado da série de Taylor até o segundo grau) e linear (série de Taylor até o primeiro grau). Após, as simplificações encontradas foram substituídas nas equações de balanço de potência ativa e reativa, atingindo, assim, duas novas restrições para o balanço de potência, uma quadrática e outra linear.

Outra aproximação apresentada, leva em consideração a coerência de geradores, a qual é identificada quando a diferença entre os ângulos do rotor das máquinas for pequena e esses exibirem o mesmo comportamento até o primeiro pico de oscilação. A partir disso, as funções trigonométricas, presentes na expressão de injeção de potência, foram aproximadas em série de Taylor e seus resultados comparados graficamente, podendo-se concluir, com isso, que as aproximações da relação senoidal de primeira ordem e cossenoidal de segunda ordem são válidas para diferenças angulares em uma determinada vizinhança em relação a zero graus entre os ângulos dos rotores dos geradores coerentes. Assim sendo, inseriram-se as aproximações na injeção de potência, a qual integra a restrição de igualdade referente à dinâmica (*swing*) da máquina, para os casos de um ou dois grupos de geradores coerentes.

Desse modo, as novas aproximações do balanço de potência ativa e reativa e injeção de potência, tornaram-se parte integrante, como restrições de igualdade, da nova formulação do FPO-RETA em substituição às suas correspondentes sem simplificações.

Na sequência, descreveu-se o algoritmo para a resolução do FPO-RETA proposto via MPI versão primal-dual com barreira logarítmica. A metodologia de resolução sugerida, objetiva a redução dimensional e de complexidade do problema, tendo, como consequência, redução do custo computacional. Logo, usam-se três estratégias no algoritmo: a primeira, quanto à programação ser de forma numérica, sem depender de pré-programações dos *softwares*; a segunda, em repetir a rotina, aumentando-se, para o período pós-falta, 1 instante de tempo a cada *loop* até constatar que se atingiu o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor e completando a trajetória pelo método Runge-Kutta de 4ª ordem, reduzindo o tempo necessário para simulação; a terceira, em atualizar as variáveis com os resultados do FPO-RETA atual, já simulado, de modo a garantir a convergência.

Para analisar o impacto das novas contribuições propostas, são efetuadas simulações em cenários de estudo, discutidos os resultados e evidenciada a repercussão da aplicação do algoritmo sugerido, conforme exposto no próximo item deste trabalho.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados testes e resultados de aplicação da formulação proposta de FPO-RETA para determinação do despacho ótimo de potência ativa e de potência reativa de geradores síncronos distribuídos.

Além disso, são mostrados resultados que evidenciam que a formulação proposta é vantajosa em termos de custo computacional, por conta das simplificações propostas nas equações de balanço de potência e nas equações de *swing*, em relação à formulação clássica do FPO-RETA. Para esse fim, utilizam-se dois sistemas teste de distribuição, um sistema composto por 7 barras, considerando a alocação de 1 e 2 geradores síncronos distribuídos e outro sistema de 31 barras com 2 e 4 geradores síncronos distribuídos.

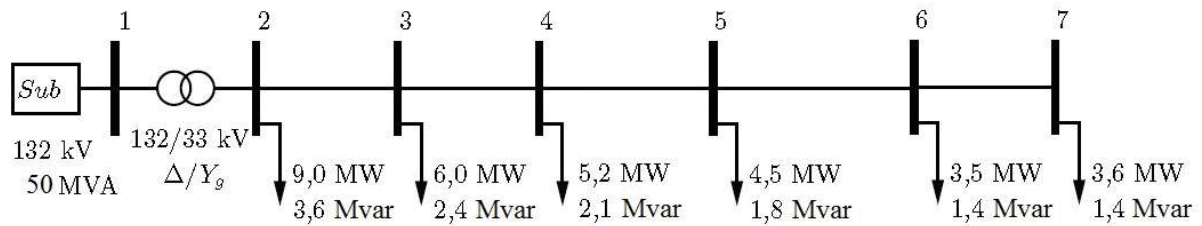
As simulações computacionais foram realizadas para obtenção do despacho ótimo de geração e buscou-se comparar as formulações de balanço de potência não-linear, linear e quadrática e, também explora a coerência de geradores com a simplificação da equação de *swing*.

6.1 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO 7 BARRAS

Para os estudos em sistemas elétricos geralmente são utilizados cenários que representam as características da rede para a validação e a análise das proposições. O sistema de distribuição utilizado é constituído por 1 alimentador com pontos de conexão em 7 barras distribuídas ao longo do alimentador. O equivalente do sistema de transmissão alimentará a rede de distribuição de 33 kV por intermédio de um transformador abaixador de 132/33 kV e com conexão Δ/Y_g . Os dados estão indicados conforme indicados na FIGURA 12 e as informações de linhas e barras encontram-se indicadas em (FREITAS et al., 2006).

A rede externa é representada por uma subestação originada pelo equivalente de Thévenin do sistema de transmissão, cuja tensão é de 132 kV, frequência de 60 Hz e potência equivalente de curto-circuito de 50 MVA. Essa subestação é modelada como um barramento infinito e será utilizada como referência angular do sistema.

FIGURA 12 – DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE ESTUDADA.



FONTE: Adaptado de Freitas et al. (2006).

A inclusão de gerador síncrono em um dos pontos da citada rede de distribuição, seja por interesse da concessionária ou do consumidor, impõe a solicitação de acesso seguindo as normativas das concessionárias de energia. No caso do Estado do Paraná, por exemplo, deve-se adotar as regras da NTC905100 da COPEL, concessionária local, para acesso com comercialização de energia conectada à rede de distribuição (COPEL, 2017). Além disso, deve-se apresentar estudos de implantação em conformidade com o módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2016), os quais são necessários tanto para conexão como para a operação, de modo que haja proteção e estabilidade para o sistema.

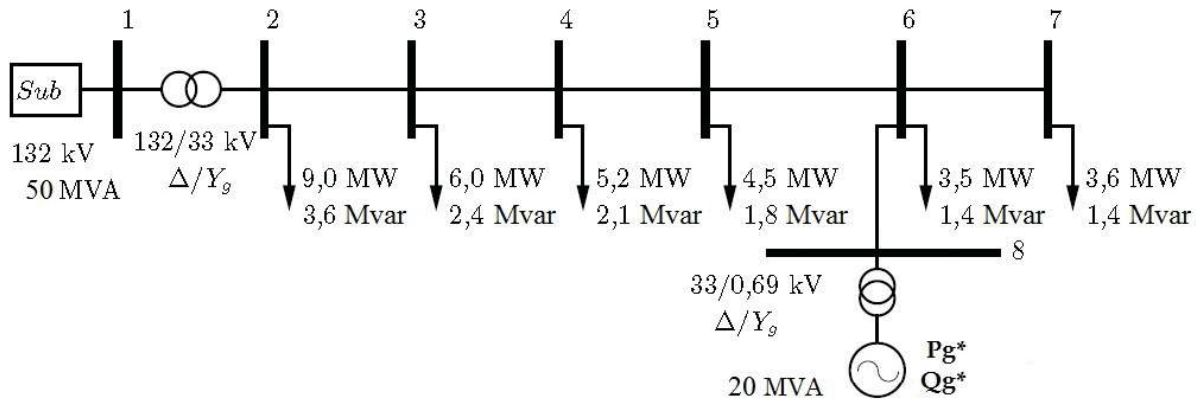
Para fins de operação, a resolução do FPO-RETA encontra o melhor despacho para a GD que garanta a estabilidade sob o ponto de vista de estabilidade transitória do sistema. Porém, o comportamento dinâmico da GD diferencia-se conforme a quantidade de unidades conectadas ao sistema e a barra em que está inserida, uma vez que sua presença modifica o fluxo de potência e os parâmetros da rede como a tensão, por exemplo. Além disso, esse comportamento é altamente influenciado pelo tipo, local e duração da perturbação e da própria condição operativa pré-falta, que é determinada pelo FPO-RETA.

Assim, para avaliar a robustez do FPO-RETA e do algoritmo proposto, serão estudados os cenários com um gerador inserido na rede e outro com dois (multi-máquinas). Em ambos os cenários, os geradores síncronos distribuídos possuem a capacidade de 20 MVA.

O primeiro cenário consiste em uma GD conectada ao sistema na barra 6, conforme FIGURA 13, na qual se representa a subestação interna da GD, composta por um transformador 33/0,69 kV, que eleva a tensão de geração de 690 V para a do sistema de distribuição em 33 kV, e o interstício entre o sistema e a GD faz-se pela representação de uma barra (barra 8). Os valores ótimos de despacho de potência

ativa e reativa do gerador estão simbolizadas pelas grandezas P_g^* e Q_g^* , respectivamente, as quais são determinadas pela resolução do FPO-RETA.

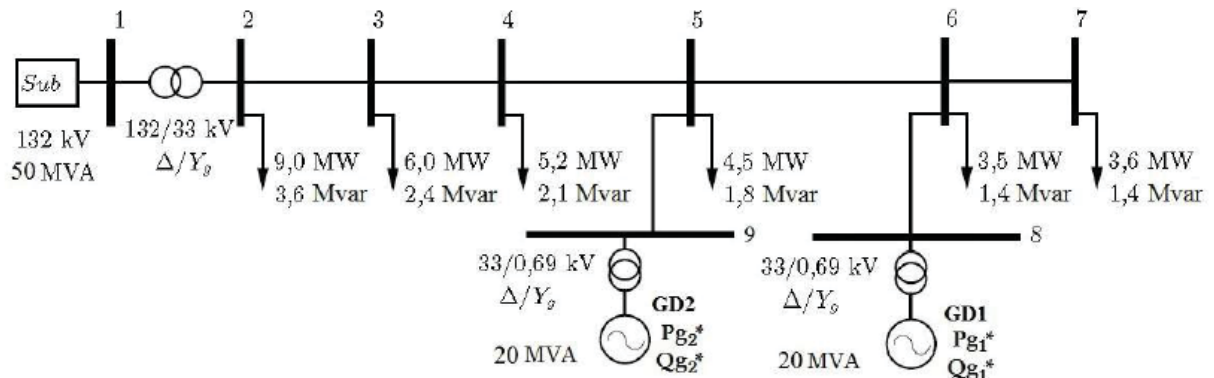
FIGURA 13 – CENÁRIO 1 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM 1 GERADOR SÍNCRONO.



FONTE: Adaptado de Freitas et al. (2006).

O segundo cenário incorpora duas GDs conectadas à rede de distribuição, uma na barra 6, como no cenário anterior, e outra na barra 5. Este cenário, também, expõe as subestações internas com os transformadores 33/0,69 kV, barramentos e ramos de conexão, conforme apresentado na FIGURA 14.

FIGURA 14 – CENÁRIO 2 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM 2 GERADORES SÍNCRONOS.



FONTE: Adaptado de Freitas et al. (2006).

A localização das GDs nos sistemas é pré-definida e, para análise de estabilidade transitória adota-se, como perturbação, um curto-circuito na barra 7, uma vez que em qualquer outro ponto da rede ocorreria ilhamento de uma ou das duas unidades geradoras, o que levaria, possivelmente, a atuação do sistema de proteção

isolar a rede, ou parte dela, da subestação principal, o que foge do contexto de aplicação do FPO-RETA. Além da definição dos cenários, outros parâmetros de entrada são necessários para a simulação. No que tange a subestação (equivalente do sistema), essa é considerada como barra de referência, tanto sob o ponto de vista de operação em regime permanente, como também, em regime transitório, a qual se comporta como um barramento infinito, o que implica em tomar para a sua barra o módulo da tensão de 1 p.u. e ângulo da tensão 0 radianos. Para os limites do módulo da tensão das barras, são considerados os valores de 1,10 p.u. para o máximo e de 0,90 p.u. para o mínimo. Já para a base de potência complexa, o valor é de 10 MVA.

Quanto aos parâmetros dos geradores, foram considerados os seguintes (ABREU, 2005): impedância transitória $X'_d = 0,2310$ p.u.; constante de inércia $H = 1,5000$ s; constante de amortecimento $D = 5,0000$ e; o ângulo do rotor limitado em até 110° .

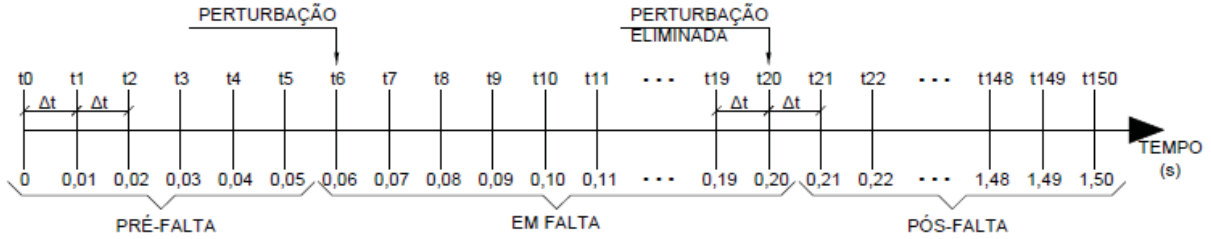
Outra definição de entrada necessária, refere-se ao horizonte de tempo de análise da estabilidade. Como visto na literatura, o passo de integração do tempo não deve ser muito grande, fato que provoca perda de precisão, e nem muito pequeno, o que permite melhorar a precisão, mas, em contrapartida, há alto custo de tempo computacional. Então, o passo de tempo utilizado é de 0,01 segundo. Desse modo, considera-se o passo de tempo (Δt) igual a 0,01 segundo e com a perturbação aplicada no instante de 0,06 segundo até ser eliminada em 0,20 segundo pela desconexão do ramo 6-7.

Os períodos de análise do desempenho dinâmico do sistema são divididos em três momentos distintos:

- 1) período pré-falta: compreende o período em regime permanente anterior à perturbação. Nos cenários 1 e 2, considera-se como período pré-falta o intervalo de tempo de 0,00 segundo até 0,05 segundo (6 passos de tempo de análise);
- 2) período em falta: é o período correspondente após o período pré-falta, que vai desde a incidência até a eliminação da perturbação no sistema. Para fins dos cenários 1 e 2, considera-se a faixa de tempo de 0,06 segundo à 0,20 segundo (15 passos de tempo de análise);
- 3) período pós-falta: refere-se ao período que surge em sequência ao período em falta, quando a perturbação foi extinta do sistema. Neste ponto, considera-se a faixa restante de tempo de 0,21 segundo até o primeiro

pico de oscilação do ângulo do rotor no período pós-falta (aumenta-se 1 passo de tempo de análise até encontrá-lo).

FIGURA 15 – PERÍODO DE TEMPO DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA.



FONTE: A autora (2020).

Na FIGURA 15, identificam-se os períodos supracitados para todo intervalo de interesse até encontrar o primeiro pico de oscilação no período pós-falta, quando finaliza-se o algoritmo e faz-se a integração numérica, pelo método Runge-Kutta, após o primeiro pico até 1,50 segundo. Essa constatação temporal, implica na dimensão do problema em virtude da variável do ângulo do rotor possuir um valor diferente a cada passo de tempo, o que pode ser representado no vetor (6.1).

$$\vec{\delta}_i = \begin{bmatrix} \vec{\delta}_{iPRÉ-FALTA} \\ \vec{\delta}_{iEMFALTA} \\ \vec{\delta}_{iPÓS-FALTA} \end{bmatrix}, \quad (6.1)$$

em que,

$$\vec{\delta}_{iPRÉ-FALTA} = \begin{bmatrix} \delta_i^0 \\ \vdots \\ \delta_i^5 \end{bmatrix}; \quad \vec{\delta}_{iEM-FALTA} = \begin{bmatrix} \delta_i^6 \\ \vdots \\ \delta_i^{20} \end{bmatrix}; \quad \vec{\delta}_{iPÓS-FALTA} = \begin{bmatrix} \delta_i^{21} \\ \vdots \\ \delta_i^{150} \end{bmatrix}.$$

Para todo o período de análise de tempo (150 passos de tempo), o vetor do ângulo do rotor possui dimensão $(m + 1) \times 1$, ou seja, 151×1 para 1 gerador distribuído no sistema. Assim, quanto maior o número de geradores, maior será a quantidade de variáveis dinâmicas, cuja dimensão de cada uma será de $(m + 1) \times 1$.

Apresentadas as considerações acima, todas as simulações são implementadas no *software Matlab* com o uso de um computador Acer Intel Core i5, 8GB de memória RAM. Entretanto, deve-se ter prudência no momento de se programar computacionalmente a resolução do FPO-RETA, pois, a depender da

programação estipulada, poder-se-á impactar ainda mais a sua complexidade, como, por exemplo, utilizar rotinas pré-programadas em *softwares*, o que, inicialmente, pode ser atrativo, pois reduz o esforço do programador, no entanto, não permite o controle das rotinas internas ou da otimização dos códigos.

6.2 ESTUDO DO FPO COM EQUAÇÕES DE BALANÇO DE POTÊNCIA NÃO-LINEAR, LINEAR E QUADRÁTICO

As restrições de igualdade do balanço de potência ativa e reativa foram formuladas de três maneiras: não-linear, dadas pelas expressões (4.9) e (4.10); linear, pelas (5.27) e (5.28) e; quadrática, pelas (5.23) e (5.24). Porém, como as expressões linear e quadrática são baseadas em aproximações aplicadas na forma não-linear, é necessário verificar a precisão dessas, mensurando-as em relação ao balanço de potência não-linear, o qual, não possui aproximações para, então, avaliar os impactos das aproximações em valores numéricos nos resultados finais do processo de otimização.

Assim, simula-se o FPO (por enquanto, sem as restrições de estabilidade transitória) cuja função objetivo é formulada com os pesos ω_p , ω_{maxP_G} e ω_{minQ_G} . No entanto, verifica-se, pelos dados de entrada do problema, que o primeiro termo da função objetivo (minimizar perdas) é numericamente predominante em relação aos demais, sendo, aproximadamente 2,5 vezes maior que o segundo termo (despacho de potência ativa da GD, que, indiretamente, também minimiza as perdas do sistema) e 10 vezes maior que o último termo (potência reativa da GD). Isso posto, como o termo predominante é a minimização das perdas, nesse trabalho, os pesos serão utilizados de modo a habilitar/desabilitar cada termo separadamente da função objetivo com o propósito de se conseguir a convergência.

Desse modo, considerando o cenário 2 da FIGURA 14, na formulação os pesos são tratados ω_p como unitário (a fim de minimizar as perdas) e ω_{maxP_G} e ω_{minQ_G} como nulos, quanto as restrições de balanço de potência são na forma linear, equações (5.27) e (5.28), cujos resultados são apresentados na TABELA 5 com tempo de simulação de 0,8594 segundo.

TABELA 5 – FPO COM RESTRIÇÃO DO BALANÇO DE POTÊNCIA LINEAR.

FPO com restrição de balanço de potência linear (5.27) e (5.28)				
Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
1	1,0000	0,0000	1,1300	0,7472
2	0,9993	-0,0011	0,0000	0,0000
3	0,9888	-0,0044	0,0000	0,0000
4	0,9875	0,0050	0,0000	0,0000
5	0,9909	0,0170	0,0000	0,0000
6	0,9911	0,0190	0,0000	0,0000
7	0,9894	0,0164	0,0000	0,0000
8	1,0014	0,0543	0,9000	0,2628
9	1,0007	0,0640	1,2000	0,2499

FONTE: A autora (2020).

De igual modo, simula-se o FPO, para o cenário 2, formulado com cada uma das restrições de balanço de potência na forma quadrática, equações (5.23) e (5.24), cujos resultados são apresentados na TABELA 6 com tempo de simulação de 0,9375 segundo.

TABELA 6 – FPO COM RESTRIÇÃO DO BALANÇO DE POTÊNCIA QUADRÁTICA.

FPO com restrição de balanço de potência quadrática (5.23) e (5.24)				
Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
1	1,0000	0,0000	1,1314	0,5383
2	0,9995	-0,0011	0,0000	0,0000
3	0,9939	-0,0055	0,0000	0,0000
4	0,9970	0,0029	0,0000	0,0000
5	1,0031	0,0142	0,0000	0,0000
6	1,0006	0,0169	0,0000	0,0000
7	0,9989	0,0143	0,0000	0,0000
8	1,0005	0,0521	0,8998	-0,0018
9	1,0317	0,0613	1,2000	0,7560

FONTE: A autora (2020).

Concluída essa etapa, simula-se o referido FPO não-linear, dado pelas equações (4.9) e (4.10), cujos resultados são exibidos na TABELA 7, com tempo de simulação de 1,0938 segundo.

TABELA 7 – FPO COM RESTRIÇÃO DO BALANÇO DE POTÊNCIA NÃO-LINEAR.

FPO com restrição de balanço de potência não-linear (4.9) e (4.10)				
Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
1	1,0000	0,0000	1,1413	0,5298
2	0,9995	-0,0011	0,0000	0,0000
3	0,9941	-0,0059	0,0000	0,0000
4	0,9973	0,0024	0,0000	0,0000
5	1,0037	0,0136	0,0000	0,0000
6	1,0041	0,0155	0,0000	0,0000
7	1,0024	0,0129	0,0000	0,0000
8	1,0158	0,0499	0,8963	0,3170
9	1,0230	0,0593	1,1967	0,5328

FONTE: A autora (2020).

Com isso, espera-se que haja pequenas divergências entre os resultados do FPO formulado com as aproximações e o FPO convencional, devido às aproximações do balanço de potência linear e quadrático em relação ao balanço não-linear, o qual, por não possuir simplificações, será a base de comparação para verificar a precisão das aproximações.

Para se constatar a precisão das aproximações, são comparados os resultados das variáveis da simulação do FPO proposto (x_A) com restrições linear ou quadrática, com os resultados das variáveis do FPO não-linear (x_B), mediante medidas das diferenças entre x_A e x_B (Δx), calculadas na forma $\Delta x = x_A - x_B$. Desse modo, é possível saber qual das formulações do FPO, linear ou quadrática, apresenta menor amplitude de dispersão (Δx) em relação ao FPO não-linear, ou seja, uma menor dispersão significa que a aproximação, linear ou quadrática, está mais próxima do caso não-linear, conferindo, assim, maior precisão.

Isso posto, calcula-se a medida de dispersão (em valores absolutos e percentuais) confrontando os dados da TABELA 5 (resultados do FPO linear) com os da TABELA 7 (resultados do FPO não-linear), conforme consta na TABELA 8.

TABELA 8 – RELAÇÃO ENTRE FPO COM RESTRIÇÃO DE BALANÇO DE POTÊNCIA LINEAR E O FPO NÃO-LINEAR.

Amplitude de dispersão (Δx) entre FPO com restrição linearizada (TABELA 5) versus FPO não-linear (TABELA 7)				
Barra	ΔV (p.u.)	$\Delta \theta$ (rad)	ΔP_g (p.u.)	ΔQ_g (p.u.)
1	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)	-0,0113 (-0,99%)	0,2174 (41%)
2	-0,0002 (-0,02%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
3	-0,0053 (-0,53%)	0,0014 (-23,73%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
4	-0,0098 (-0,98%)	0,0026 (10,83%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
5	-0,0128 (-1,28%)	0,0034 (25%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
6	-0,0130 (-1,30%)	0,0035 (22,58%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
7	-0,0130 (-1,30%)	0,0035 (27,13%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
8	-0,0144 (-1,42%)	0,0043 (8,62%)	0,0037 (0,41%)	-0,0542 (-17,10%)
9	-0,0223 (-2,18%)	0,0047 (7,93%)	0,0033 (0,28%)	-0,2829 (-5,31%)

FONTE: A autora (2020).

Ainda, calcula-se a medida de dispersão (em valores absolutos e percentuais) confrontando os dados da TABELA 6 (FPO com restrição do balanço de potência quadrática) com os da TABELA 7 (FPO não-linear, o que resulta na TABELA 9.

TABELA 9 – RELAÇÃO ENTRE FPO COM RESTRIÇÃO DE BALANÇO DE POTÊNCIA QUADRÁTICA E O FPO NÃO-LINEAR.

Amplitude de dispersão (Δx) entre FPO com restrição quadrática (TABELA 6) versus FPO não-linear (TABELA 7)				
Barra	ΔV (p.u.)	$\Delta \theta$ (rad)	ΔP_g (p.u.)	ΔQ_g (p.u.)
1	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)	-0,0099 (-0,87%)	0,0084 (1,59%)
2	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
3	-0,0002 (-0,02%)	0,0003 (-5,09%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
4	-0,0004 (-0,04%)	0,0005 (20,83%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
5	-0,0006 (-0,06%)	0,0007 (5,15%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
6	-0,0035 (-0,35%)	0,0014 (9,03%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
7	-0,0035 (-0,35%)	0,0014 (10,85%)	0,0000 (0%)	0,0000 (0%)
8	-0,0153 (-1,51%)	0,0022 (4,41%)	0,0035 (0,39%)	-0,3188 (-10,06%)
9	0,0087 (0,85%)	0,0020 (3,37%)	0,0033 (0,28%)	0,2232 (4,19%)

FONTE: A autora (2020).

Após essas comparações, verifica-se que as menores amplitudes de dispersão, para o módulo e ângulo da tensão, são encontradas na formulação quadrática. Isso se deve à expansão em séries de Taylor submetida até o segundo grau, a qual proporciona aumentos de precisão e de esforço computacional se comparada à expansão até o primeiro grau utilizada na formulação linear.

Por fim, outra constatação observada nas aproximações, refere-se à potência reativa fornecida pelas GDs e barra 1 (referência), a qual aponta maior dispersão em comparação com o FPO não-linear para ambos os casos, linear e quadrático, o que impõe menor precisão para essa variável.

Por todo o exposto, a implementação do balanço de potência linear no FPO apresenta tempo computacional ligeiramente menor que o quadrático (0,8594 segundo e 0,9375 segundo, respectivamente). Desse modo, para a escolha da implementação das aproximações de balanço de potência, linear ou quadrática, na formulação do FPO-RETA, deve-se ponderar se há necessidade de maior precisão para as tensões, neste caso recomenda-se a formulação quadrática, ou se busca-se

por precisão nas potências reativas e menor tempo computacional, direcionando para a aproximação linear.

6.3 FPO-RETA PARA 1 GD SISTEMA 7 BARRAS

A análise do primeiro cenário, com um gerador síncrono distribuído conectado à barra 8, conforme FIGURA 13, considera os pesos ω_p e ω_{minQ_G} nulos e ω_{maxP_G} da função objetivo como unitário. O FPO-RETA possui formulação conforme as equações (5.35) a (5.43), com a aproximação quadrática da restrição de igualdade do balanço de potência e, para o cálculo de injeção de potência da GD, usa-se a sua forma geral (5.29), uma vez que há apenas um gerador inserido ao sistema.

Então, aplicando-se o algoritmo da FIGURA 11 para resolver o problema, os resultados obtidos para as variáveis de tensão e potência são exibidos na TABELA 10, na qual é possível verificar que a presença da GD contribui para a regulação de tensão na barra em que está inserida, barra 8, e que o equivalente externo, barra 1, ainda, possui maior contribuição em potência ativa.

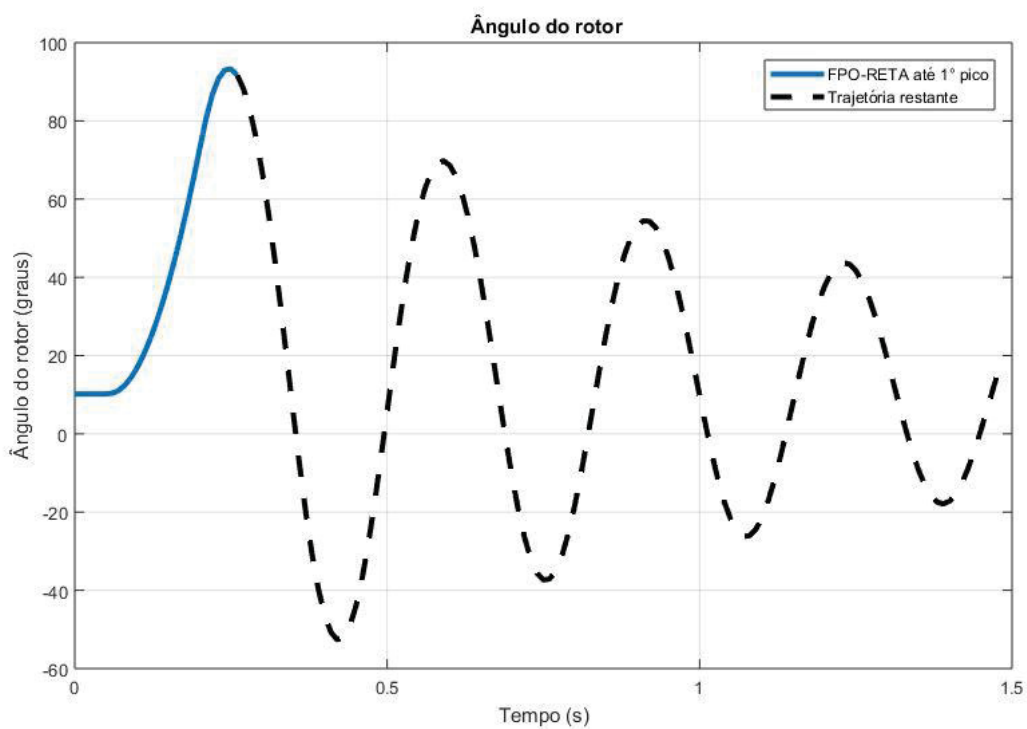
TABELA 10 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 1 GD ALOCADA NA BARRA 8.

Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
1	1,0000	0,0000	2,2533	0,5969
2	0,9994	-0,0023	0	0
3	0,9867	-0,0324	0	0
4	0,9837	-0,0469	0	0
5	0,9864	-0,0499	0	0
6	0,9918	-0,0480	0	0
7	0,9900	-0,0506	0	0
8	1,0220	-0,0088	1,0000	0,7824

FONTE: A autora (2020).

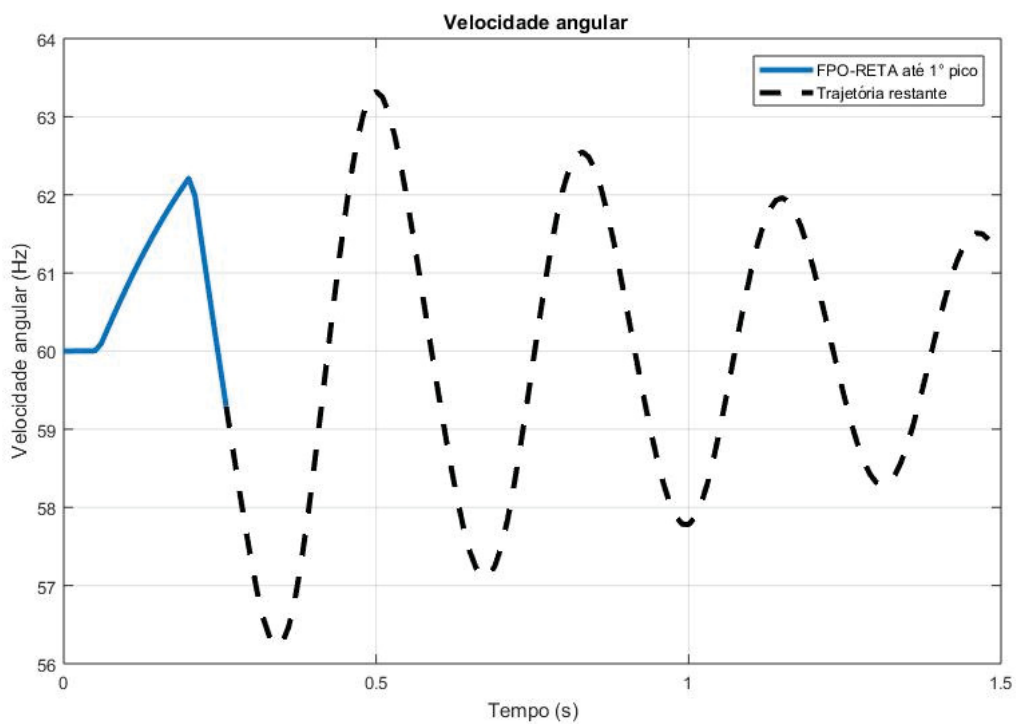
Para a análise de estabilidade, o ângulo do rotor e a velocidade angular do gerador são apresentados nas FIGURA 16 e FIGURA 17, respectivamente. Neste aspecto, o algoritmo do FPO-RETA produziu os valores até o primeiro pico do ângulo do rotor no valor encontrado de $93,28^\circ$, o qual ocorre no instante de tempo 0,27 segundo. A partir daí, o restante da trajetória é calculado pelo método Runge-Kutta de 4ª ordem.

FIGURA 16 – ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR SÍNCRONO ALOCADO NA BARRA 8.



FONTE: A autora (2020).

FIGURA 17 – VELOCIDADE ANGULAR DO GERADOR SÍNCRONO ALOCADO NA BARRA 8.



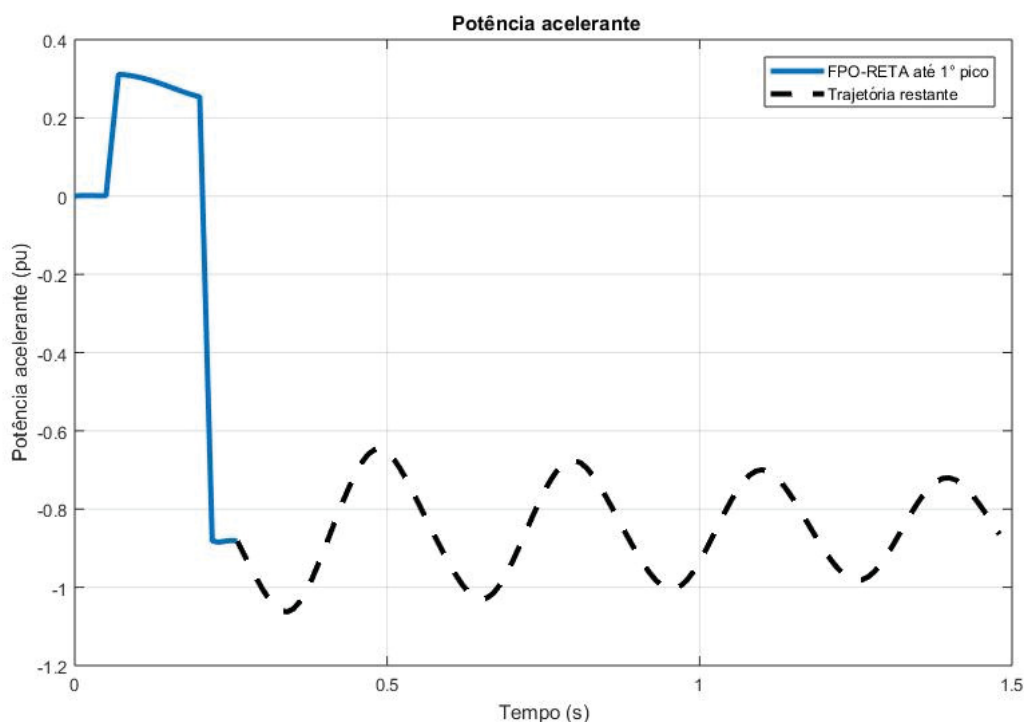
FONTE: A autora (2020).

Com isso, a análise gráfica da FIGURA 16 e FIGURA 17, permite observar o comportamento do ângulo do rotor e da velocidade angular, os quais são constantes em todo o período pré-falta até 0,06 segundo e, durante a incidência da perturbação, o gerador começa acelerar-se, o que provoca um aumento de sua velocidade angular, assim como, após a extinção da falta, a velocidade angular reduz para próximo da síncrona, enquanto que o ângulo do rotor continua a crescer, devido ao fenômeno elétrico variar instantaneamente e o mecânico possuir inércia.

Assim, encaminha-se para o período pós-falta, com característica oscilatória reduzida em amplitude ao longo do tempo, devido ao amortecimento, o que indica a ideia de convergência para um novo ponto operativo.

Porém, para julgar a estabilidade, é necessária a averiguação da potência acelerante indicada graficamente na FIGURA 18. No período pré-falta, seu valor é nulo, ou seja, a potência mecânica é igual a elétrica e o gerador não acelera e nem desacelera. Durante a incidência da falta, a potência acelerante é positiva, isto é, a potência mecânica é maior que a elétrica e o gerador acelera. Extinta a perturbação, a potência acelerante torna-se negativa, ou seja, a potência elétrica prevalece em relação à mecânica e a máquina desacelera. A partir desse instante, a potência acelerante possui característica oscilatória e, fisicamente, amortiza-se pela presença da constante de amortecimento “D”.

FIGURA 18 – POTÊNCIA ACELERANTE DO GERADOR SÍNCRONO ALOCADO NA BARRA 8.



FONTE: A autora (2020).

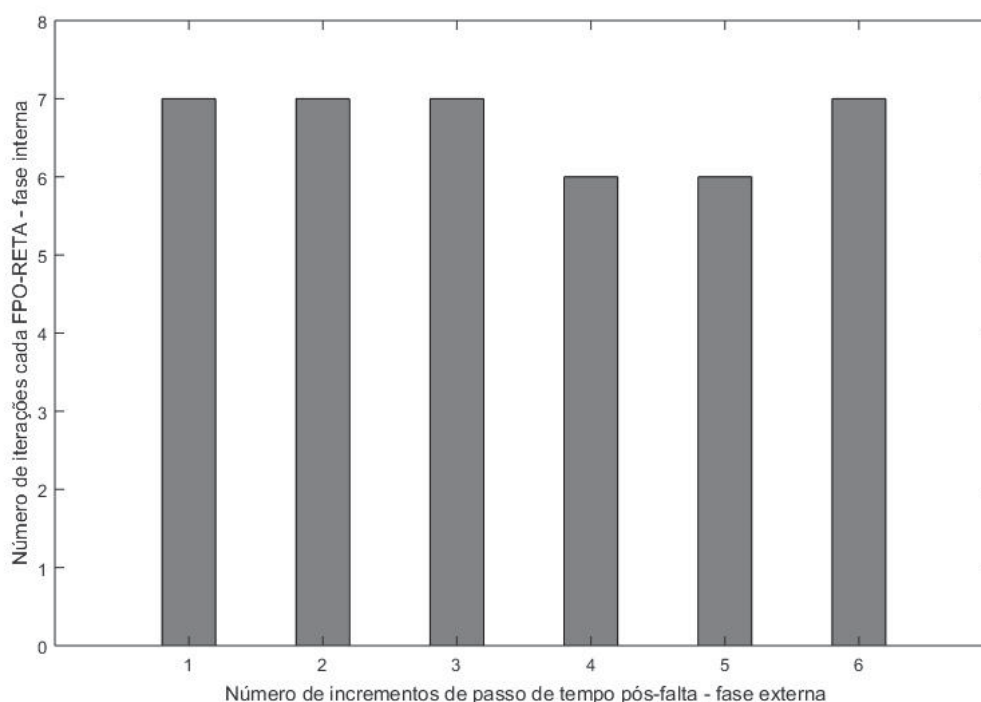
Como visto na avaliação da estabilidade no primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor, a velocidade angular aproxima-se da síncrona e a potência acelerante é negativa, assim, no caso estudado, pode-se afirmar que o sistema é estável em relação ao ponto de operação determinado pelo FPO-RETA e sujeito à perturbação considerada.

Tais resultados, conforme averiguado no algoritmo da FIGURA 11, são encontrados a partir de sucessivas resoluções do FPO-RETA com incrementos de um passo de tempo no período pós-falta até encontrar o primeiro pico do ângulo do rotor. Então, são estabelecidas duas fases iterativas no algoritmo, uma interna, na qual executa-se o FPO-RETA para encontrar um ponto ótimo e outra externa, cuja finalidade é de se encontrar o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor no período pós-falta, fase essa em que ocorre os incrementos dos passos de tempo.

Nesse cenário com uma GD na barra 8 foram necessárias 6 iterações na fase externa, ou seja, executaram-se 6 passos de tempo no período pós-falta com 6 *loops* completos no algoritmo. Já na fase interna, a cada FPO-RETA, houve no máximo 7 iterações para a convergência ao ponto ótimo, conforme exposto na FIGURA 19. Com

isso, nota-se que, mesmo com o aumento da dimensão do FPO-RETA, conforme o acréscimo de passos de tempo no período pós-falta, o número de iterações necessárias não aumenta, situação que se deve pela estratégia adotada pelo algoritmo, que utiliza a última solução do FPO-RETA como condição inicial para o FPO-RETA seguinte.

FIGURA 19 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO.



FONTE: A autora (2020).

Em relação ao desempenho computacional, o tempo total de processamento para a solução do problema foi de 13,31 segundos, com número total de 580 variáveis utilizadas em toda a programação, sejam elas variáveis do problema, de controle ou auxiliares, as quais requerem 288,67 kilobytes de memória do programa. Tais dados, apresentam-se na TABELA 11.

TABELA 11 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL

Desempenho computacional	
Tempo total de processamento (s)	13,31
Quantidade total de variáveis geradas	580
Consumo de memória (kilobytes)	288,67

FONTE: A autora (2020).

6.4 FPO-RETA PARA 2 GDS SISTEMA 7 BARRAS

O cenário com duas GDs, uma conectada à barra 8 e outra à barra 9, conforme a FIGURA 14, é simulado com os pesos ω_p e ω_{minQ_G} da função objetivo como nulos e ω_{maxP_G} como unitário. A formulação do FPO-RETA segue as equações (5.35) a (5.43), com a aproximação quadrática da restrição de igualdade do balanço de potência e, para o cálculo de injeção de potência, usa-se a forma geral (4.17) sem simplificações.

Os resultados obtidos com o algoritmo da FIGURA 11 são apresentados na TABELA 12. A GD da barra 9 gera mais potência que a inserida na barra 8.

TABELA 12 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 2 GD ALOCADAS NAS BARRAS 8 E 9, COM A EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA DE FORMA GERAL (2.53).

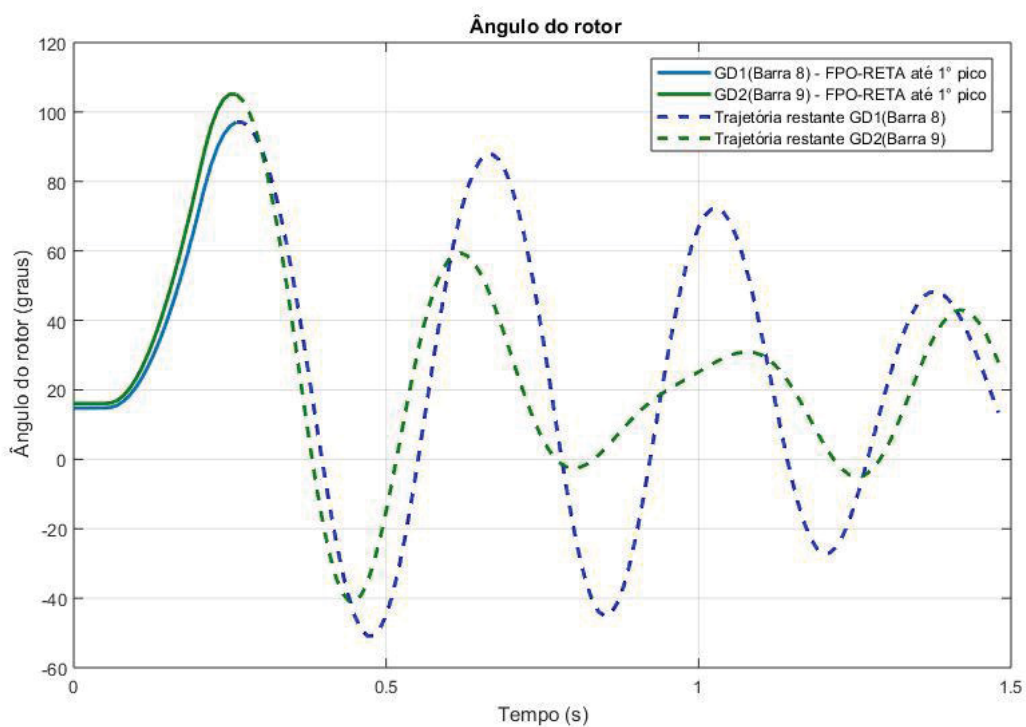
Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
1	1,0000	0,0000	1,1336	0,5359
2	0,9995	-0,0011	0	0
3	0,9939	-0,0056	0	0
4	0,9970	0,0028	0	0
5	1,0032	0,0141	0	0
6	1,0006	0,0167	0	0
7	0,9989	0,0142	0	0
8	1,0000	0,0520	0,8990	-0,0159
9	1,0325	0,0611	1,1988	0,7737

FONTE: A autora (2020).

A maior contribuição do gerador da barra 9, no entanto, ocasiona maior excursionamento desta máquina em relação a da barra 8, quando ocorre a perturbação, embora tenha apresentado maior amortecimento, no período pós-falta, por estar mais distante do ponto de curto-circuito (barra 7), como pode ser observado na FIGURA 20 do ângulo de rotor e FIGURA 21 da velocidade angular. O primeiro

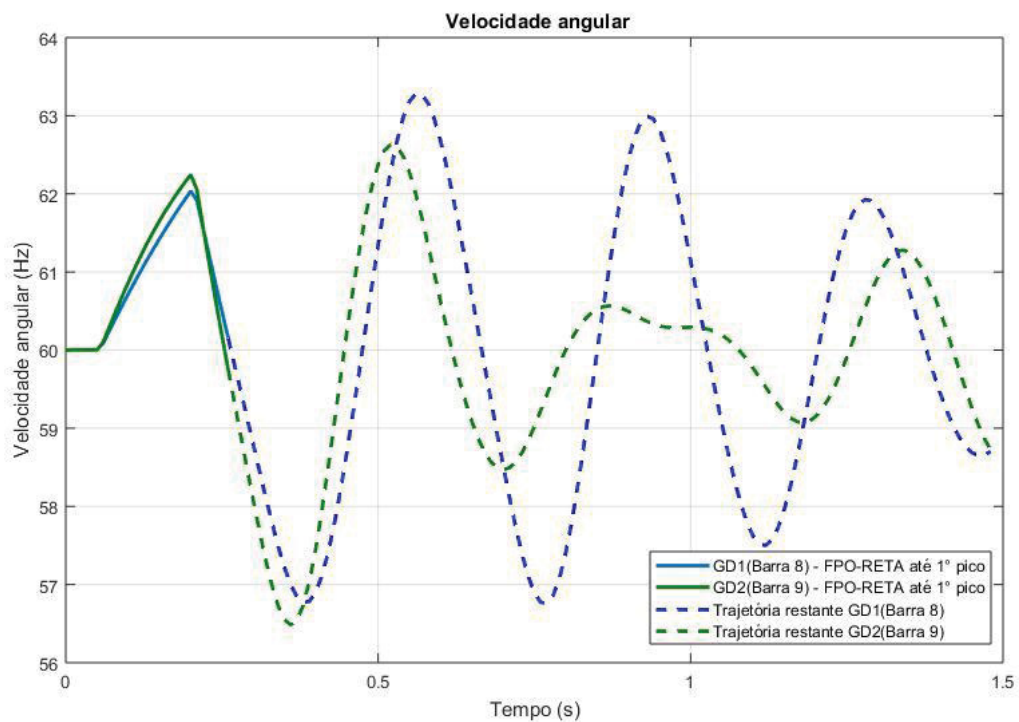
pico do ângulo do rotor, para ambos geradores, ocorre no instante de tempo 0,27 segundo, com valores dos ângulos dos rotores iguais a $95,93^\circ$ e $105,20^\circ$ para os geradores nas barras 8 e 9, respectivamente.

FIGURA 20 – ÂNGULOS DOS ROTORES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE.



FONTE: A autora (2020).

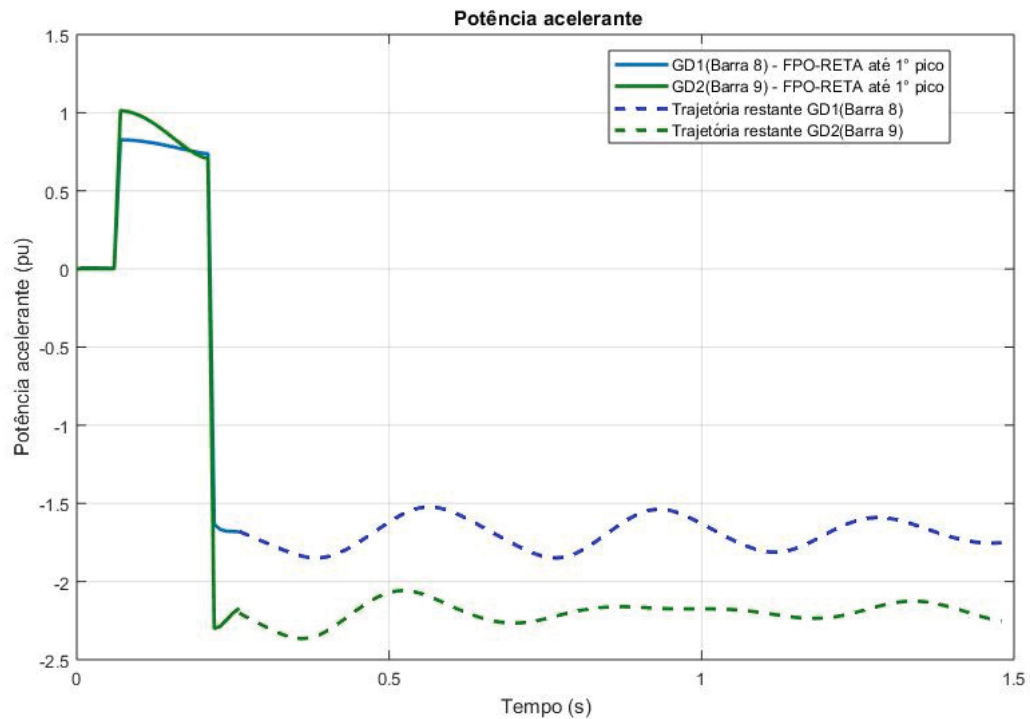
FIGURA 21 – VELOCIDADES ANGULARES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE.



FONTE: A autora (2020).

Quanto ao critério de estabilidade no primeiro pico de oscilação do período pós-falta, para ambos os geradores, a velocidade angular reduz aproximando-se da síncrona e a potência acelerante torna-se negativa, o que atende aos critérios necessários para garantir estabilidade transitória na primeira oscilação. Também, é possível analisar a potência acelerante graficamente na FIGURA 22.

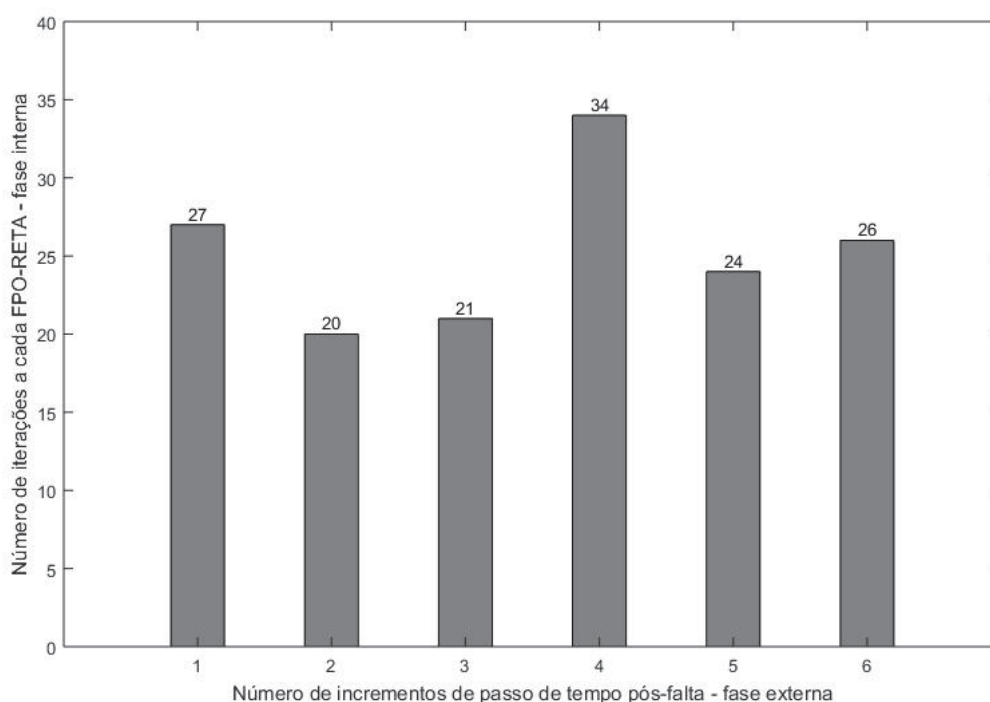
FIGURA 22 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE.



FONTE: A autora (2020).

Nesse cenário com duas GDs, foram necessárias em média 25 iterações a cada FPO-RETA, sendo exigidos 6 incrementos de tempo pós-falta, ou seja, 6 *loops* completos pelo algoritmo, de acordo com a FIGURA 23. O número de iterações do FPO-RETA com duas GDs é maior que com uma GD, visto que se aumenta o número de variáveis e equações.

FIGURA 23 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 2GDS.



FONTE: A autora (2020).

No tocante ao desempenho computacional, o tempo total de processamento para a solução do problema foi de 102,16 segundos (1 minuto e 42 segundos), com número total de 943 variáveis utilizadas em toda a programação, sejam elas variáveis do problema, de controle ou auxiliares, as quais requerem 726,95 kilobytes de memória do programa. Tais dados, apresentam-se na TABELA 13.

TABELA 13 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL CENÁRIO 2.

Desempenho computacional	
Tempo total de processamento (s)	102,16
Quantidade total de variáveis geradas	943
Consumo de memória (kilobytes)	726,95

FONTE: A autora (2020).

Além do número de iterações, o desempenho computacional para duas GDs é maior se comparado com o caso para uma GD, circunstância que corrobora o fato de que quanto maior o número de geradores conectados ao sistema, maior será a complexidade e a dimensão do problema, fomentando, assim, para a aplicação da

operação em tempo real, o uso de aproximações na formulação do FPO-RETA e demais ferramentas que possam contribuir para um maior desempenho computacional.

Um comportamento evidenciado pela FIGURA 20 é o de que os ângulos dos rotores dos geradores oscilam de forma muito parecida, pelo menos até o primeiro pico, o que indica que ambos são geradores coerentes, situação motivada pelo fato das unidades geradoras possuírem as mesmas características elétricas e mecânicas, também, as constantes de inércia são iguais entre os geradores, reforçando que oscilam de forma semelhante. A pequena diferença de $9,37^\circ$ entre os ângulos do rotor dos geradores no primeiro pico, encontrada no caso simulado, e o mesmo comportamento da curva dos ângulos do rotor, indicam que os geradores das barras 8 e 9 são coerentes.

Uma vez observada a coerência dos geradores, executa-se o FPO-RETA proposto pelas equações (5.35) a (5.43), considerando a equação de injeção de potência aproximada (5.33). Os resultados dessa simulação são descritos na TABELA 14, os quais são praticamente idênticos aos apresentados na TABELA 12, que leva em conta a formulação do FPO-RETA com a expressão completa da injeção de potência (4.17), sem simplificações. Isso demonstra que a aproximação trigonométrica aplicada à injeção de potência não incorre em perda de precisão.

TABELA 14 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 2 GD ALOCADAS NAS BARRAS 8 E 9, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).

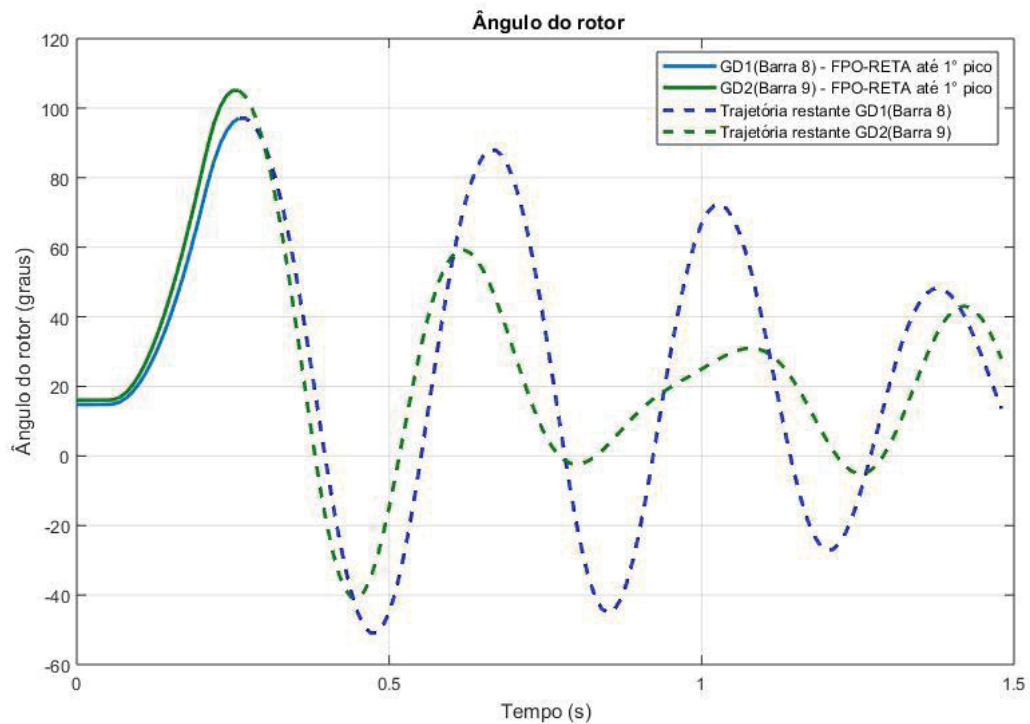
Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
1	1,0000	0,0000	1,1337	0,5356
2	0,9995	-0,0011	0	0
3	0,9939	-0,0056	0	0
4	0,9971	0,0027	0	0
5	1,0032	0,0141	0	0
6	1,0006	0,0167	0	0
7	0,9989	0,0142	0	0
8	0,9999	0,0520	0,8990	-0,0182
9	1,0326	0,0611	1,1987	0,7764

FONTE: A autora (2020).

No que se refere ao ângulo do rotor e velocidade angular, o uso da expressão aproximada da injeção de potência no problema não influenciou o instante de tempo

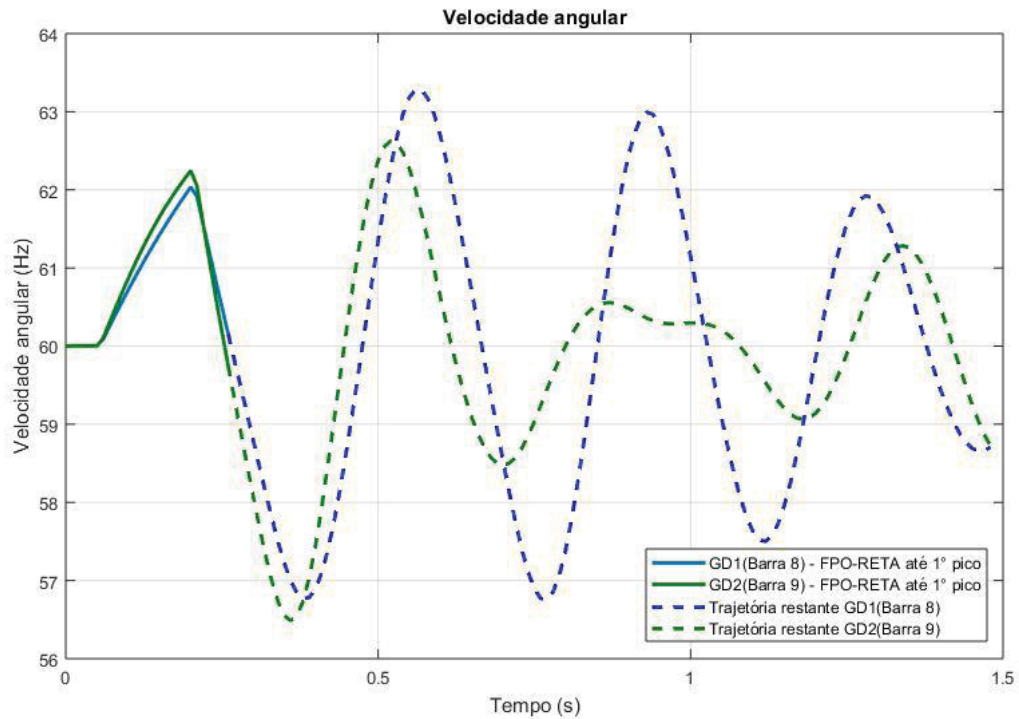
em que ocorre o primeiro pico, em 0,27 segundo, como exibido pela FIGURA 24 e FIGURA 25. Já os ângulos dos rotores, encontrados para o primeiro pico, foram de $95,95^\circ$ e de $105,15^\circ$ nas barras 8 e 9, na devida ordem. Esses valores apresentam variação de $0,02^\circ$ e $0,05^\circ$ em relação aos ângulos encontrados sem a simplificação na expressão de injeção de potência para as barras 8 e 9, respectivamente. Logo, a precisão também se confere aos ângulos dos rotores, visto que não incorre em avaliação de estabilidade equivocada.

FIGURA 24 – ÂNGULOS DOS ROTORES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).



FONTE: A autora (2020).

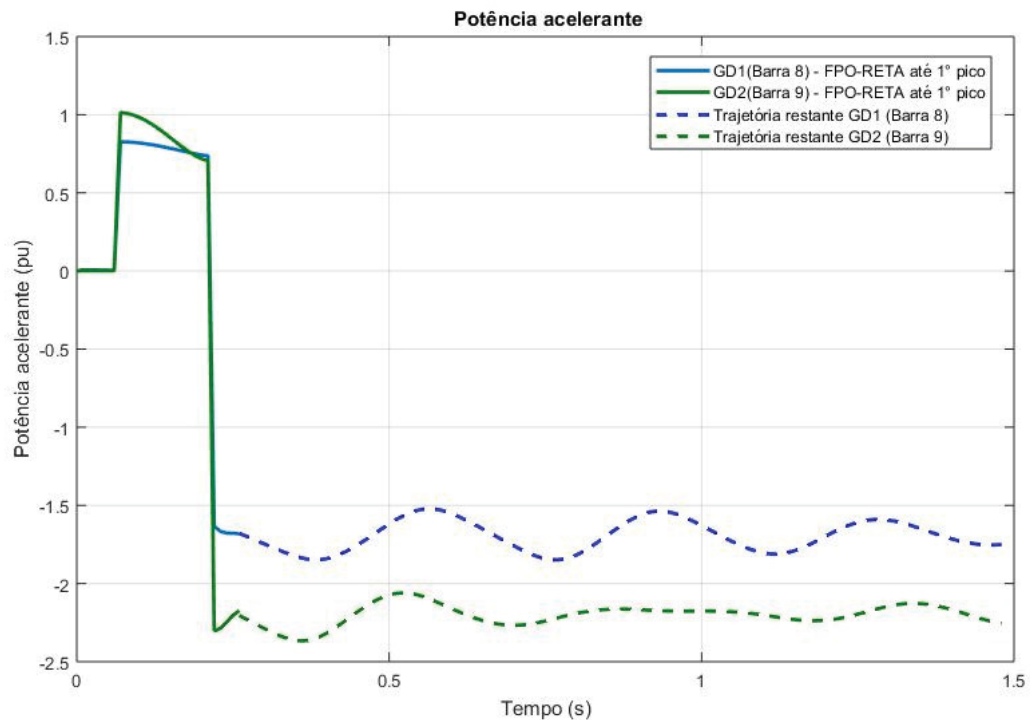
FIGURA 25 – VELOCIDADES ANGULARES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).



FONTE: A autora (2020).

Quanto à potência acelerante, verifica-se o seu comportamento na FIGURA 26, o qual se mostra semelhante ao verificado no caso da expressão de injeção de potência completa identificado na FIGURA 22, levando-se, assim, a mesma avaliação da estabilidade do sistema. Portanto, comprova-se que a aproximação na equação de injeção de potência (5.33) é válida para o caso de geradores coerentes.

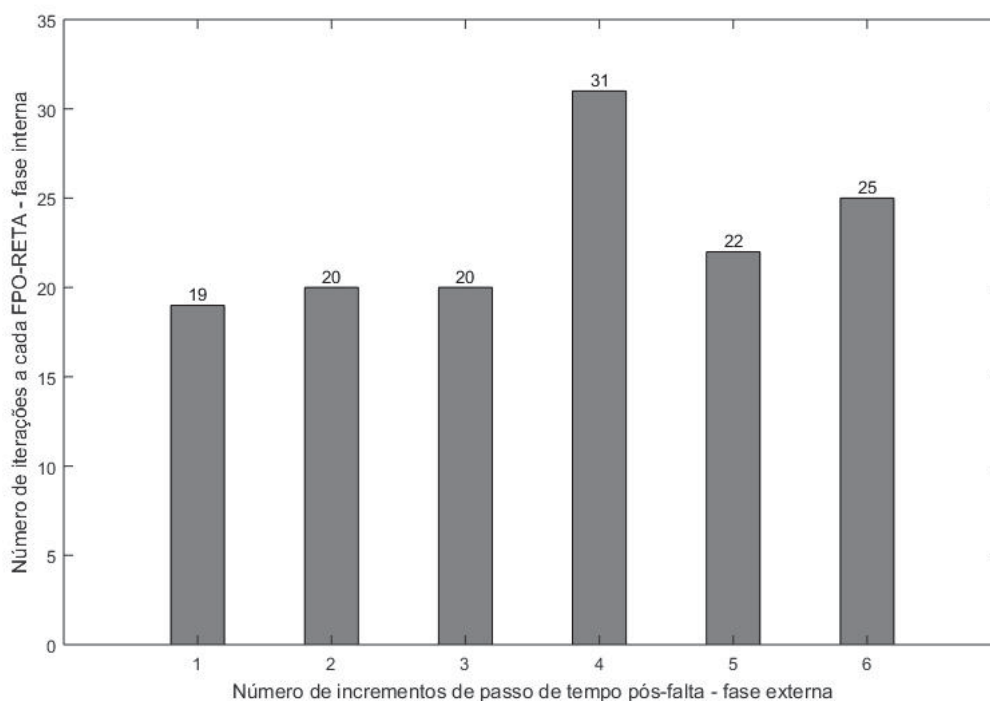
FIGURA 26 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 E GD2 ALOCADOS NAS BARRAS 8 E 9, RESPECTIVAMENTE, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).



FONTE: A autora (2020).

Nesse caso, com a expressão de injeção de potência aproximada, o número de iterações da fase interna, a cada resolução FPO-RETA, mostrou-se menor em comparação com a expressão de injeção de potência completa (sem aproximação) FIGURA 23, o que pode ser vislumbrado na FIGURA 27.

FIGURA 27 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 2GDS, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).



FONTE: A autora (2020).

Também, para esse caso, verifica-se que a aproximação é benéfica para o desempenho computacional, o qual proporciona redução do tempo de processamento em 15,43 segundos em comparação com o formato geral da expressão de injeção de potência completa, conforme TABELA 15.

TABELA 15 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL CENÁRIO 2, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).

Desempenho computacional	
Tempo total de processamento (s)	86,73
Quantidade total de variáveis geradas	943
Consumo de memória (kilobytes)	726,95

FONTE: A autora (2020).

Ainda, em comparação com outro estudo do FPO-RETA, elaborado por Fuchs (2015), no qual a autora utilizou os parâmetros, cenários, *software* de simulação e configuração do computador, semelhantes aos deste estudo, porém, com a

formulação clássica do FPO-RETA, sem as aproximações, com as variáveis na forma retangular, e execução da programação de maneira simbólica, verificou-se que as metodologias e as investigações propostas nesta dissertação apresentam maior desempenho computacional. Tal fato deve-se, principalmente, à programação ser elaborada de forma numérica e sem depender das rotinas pré-programadas do *software*. Além disso, o desempenho computacional também está diretamente relacionado com as simplificações alcançadas na formulação do FPO-RETA, sendo elas, as aproximações do balanço de potência ativa e reativa, aplicadas ao sistema de distribuição, e a aproximação trigonométrica na injeção de potência embutida na restrição de *swing*, essa considerada para a coerência de geradores.

No trabalho de Fuchs (2015), para o primeiro cenário com uma GD, o tempo total de processamento atingido foi de 145 minutos (2 horas e 41 minutos) e, para o segundo cenário com duas GDs, foi de 356 minutos (5 horas e 56 minutos). Nesta dissertação, contudo, a ordem de grandeza do tempo computacional reduziu consideravelmente em relação ao referido estudo, posto que se simulou o primeiro cenário em 13,31 segundos (redução de 654 vezes) e o segundo cenário, com aproximação da expressão de injeção, em 86,73 segundos (redução de 246 vezes).

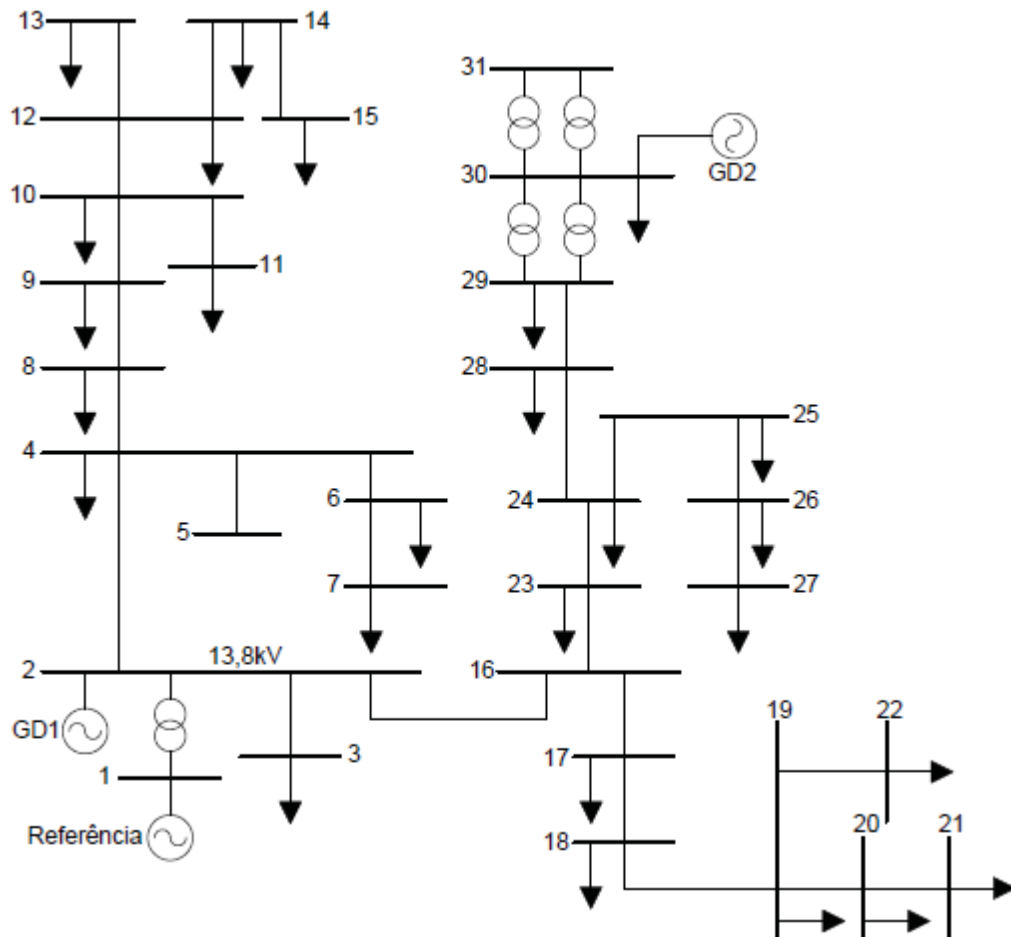
Portanto, comprova-se que a formulação proposta para o FPO-RETA, com as restrições aproximadas do balanço de potência ativa e reativa e da injeção de potência, confere certa precisão, se comparada à formulação clássica do FPO-RETA. Assim, a formulação do FPO-RETA e a programação numérica de seu algoritmo de resolução, apresentam-se como fatores que, somados, são visivelmente benéficos para a redução efetiva do custo computacional, e podem ser consideradas como ferramentas para tomada de decisão para operação em tempo real.

6.5 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 31 BARRAS

Para testar a versatilidade e a capacidade de resolução das proposições no FPO-RETA em problemas de maior porte, implementa-se um sistema de distribuição localizado no estado de São Paulo, em 13,8 kV, o qual se conecta ao sistema de subtransmissão por transformadores 138/11,5/13,8 kV e, na barra 31, reduz-se para 2,4 kV. Os dados de linhas e barras são os encontrados em Salim et al. (2011), cujo sistema é composto por 31 barras, sendo a barra 1, representante do sistema de transmissão, utilizada como a de referência do sistema.

Nesse sistema, inicialmente, serão inseridas duas GDs, nas barras 2 e 30, com capacidade de geração de 15 MVA cada, conforme o diagrama apresentado pela FIGURA 28.

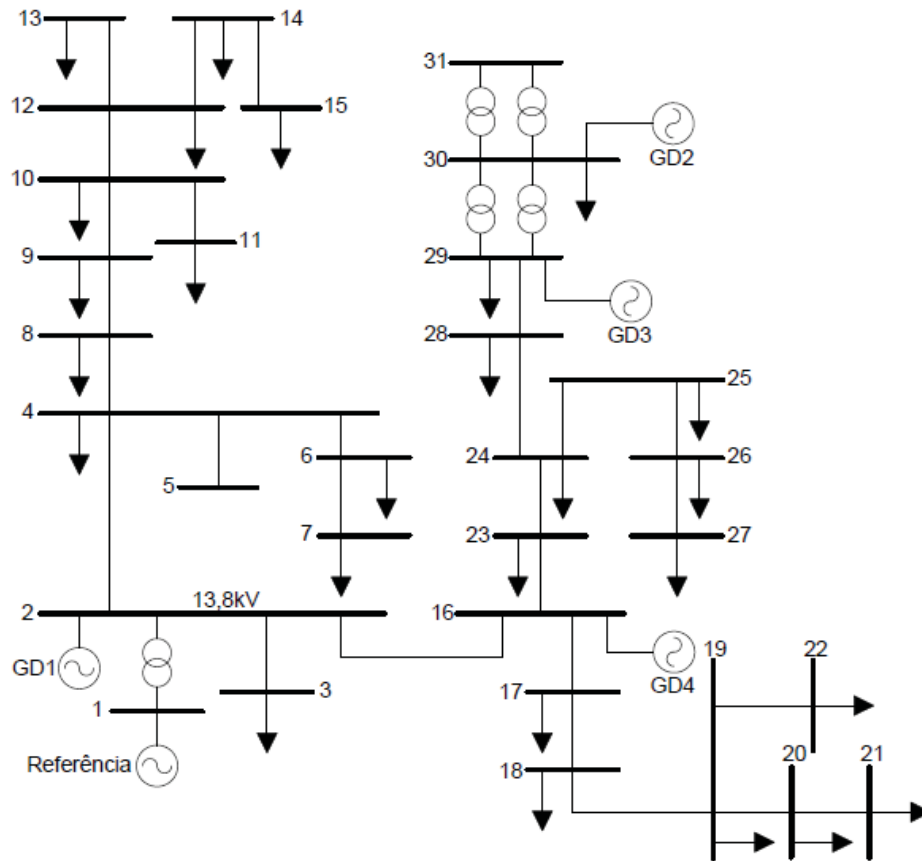
FIGURA 28 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE DE 31 BARRAS COM 2 GDS.



FONTE: A autora (2020).

Na sequência, serão inseridas mais duas GDs, nas barras 29 e 16, com capacidade de geração de 15 MVA cada, conforme o diagrama apresentado pela FIGURA 29.

FIGURA 29 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE DE 31 BARRAS COM 4 GDS.



FONTE: A autora (2020).

A perturbação, para ambos os casos, será um curto-circuito trifásico na barra 5 com duração de 240 ms e passo de tempo de 0,01 segundo. A potência base utilizada será de 10 MVA e quanto aos dados dos geradores, serão utilizados os seguintes: $H = 1,5 \text{ s}$, $X'_d = 0,25 \text{ p.u.}$ e $D = 1 \text{ p.u.}$ A função objetivo será adaptada para a finalidade de minimizar as perdas do sistema e despachar maior potência ativa das GDS, ou seja, o peso ω_p da função objetivo como unitário e $\omega_{\max P_G}$ e $\omega_{\min Q_G}$ nulos.

6.6 FPO-RETA PARA 2 GDS SISTEMA 31 BARRAS

Para o sistema de 31 barras, o caso com geradores nas barras 2 (GD1) e 30 (GD2), conforme FIGURA 28, são inseridas barras internas enumeradas como 32 e 33, representando suas subestações. O FPO-RETA utilizado possui formulação conforme as equações (5.27) e (5.28), com a aproximação linear da restrição de igualdade do balanço de potência e, para o cálculo de injeção de potência da GD, usa-se a sua forma geral (5.29), sem a aproximação de coerência.

Como solução do problema, obtém-se os resultados para as variáveis de tensão e potência exibidos na TABELA 16, na qual é possível verificar que, nas barras próximas de onde a GD está inserida, ocorre melhor regulação de tensão, além disso, as GDs contribuem, em maior parcela, com injeção de potência ativa em relação ao equivalente do sistema.

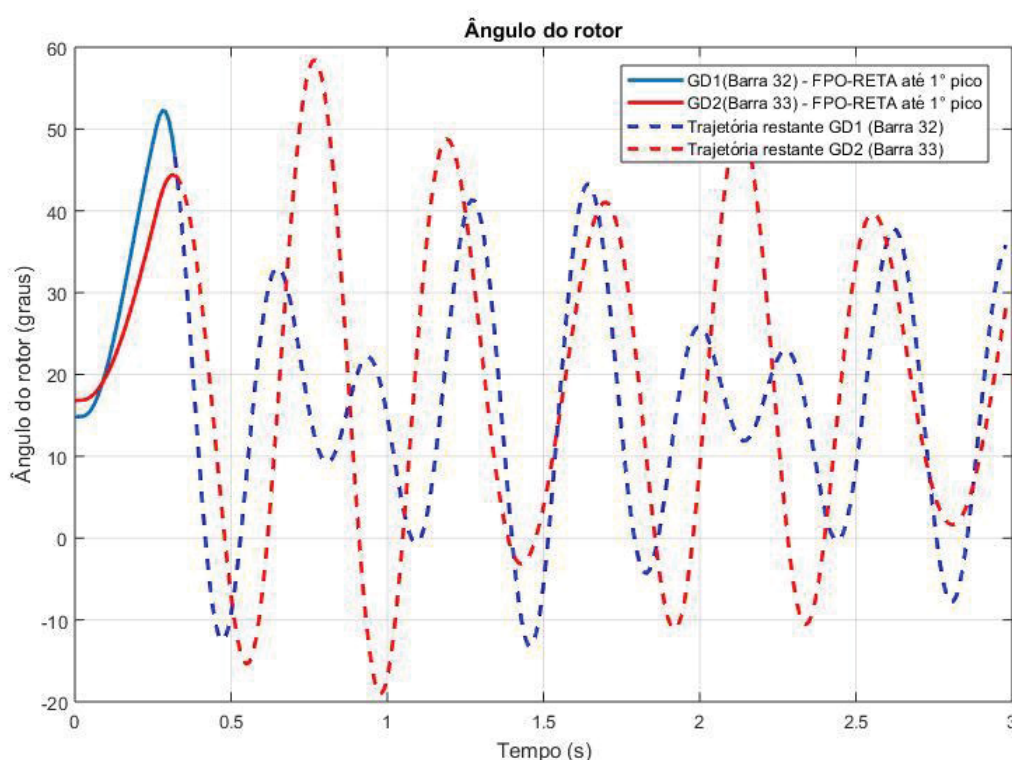
TABELA 16 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 2 GDS ALOCADAS NAS BARRAS 32 E 33.

Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
1	1,0000	0,0000	0,0004	0,0583
2	0,9942	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,9933	-0,0008	0,0000	0,0000
4	0,9862	-0,0109	0,0000	0,0000
5	0,9862	-0,0109	0,0000	0,0000
6	0,9857	-0,0112	0,0000	0,0000
7	0,9857	-0,0112	0,0000	0,0000
8	0,9848	-0,0129	0,0000	0,0000
9	0,9779	-0,0164	0,0000	0,0000
10	0,9770	-0,0172	0,0000	0,0000
11	0,9726	-0,0213	0,0000	0,0000
12	0,9766	-0,0173	0,0000	0,0000
13	0,9753	-0,0171	0,0000	0,0000
14	0,9749	-0,0171	0,0000	0,0000
15	0,9749	-0,0171	0,0000	0,0000
16	0,9942	0,0000	0,0000	0,0000
17	0,9926	-0,0014	0,0000	0,0000
18	0,9924	-0,0015	0,0000	0,0000
19	0,9918	-0,0020	0,0000	0,0000
20	0,9918	-0,0021	0,0000	0,0000
21	0,9918	-0,0021	0,0000	0,0000
22	0,9914	-0,0020	0,0000	0,0000
23	0,9957	0,0010	0,0000	0,0000
24	0,9975	0,0023	0,0000	0,0000
25	0,9409	-0,0151	0,0000	0,0000
26	0,9394	-0,0149	0,0000	0,0000
27	0,9376	-0,0147	0,0000	0,0000
28	1,0054	0,0152	0,0000	0,0000
29	1,0054	0,0153	0,0000	0,0000
30	1,0077	0,0413	0,0000	0,0000
31	1,0077	0,0413	0,0000	0,0000
32	0,9977	0,0361	0,9220	0,0893
33	1,0117	0,0774	0,9220	0,1017

FONTE: A autora (2020).

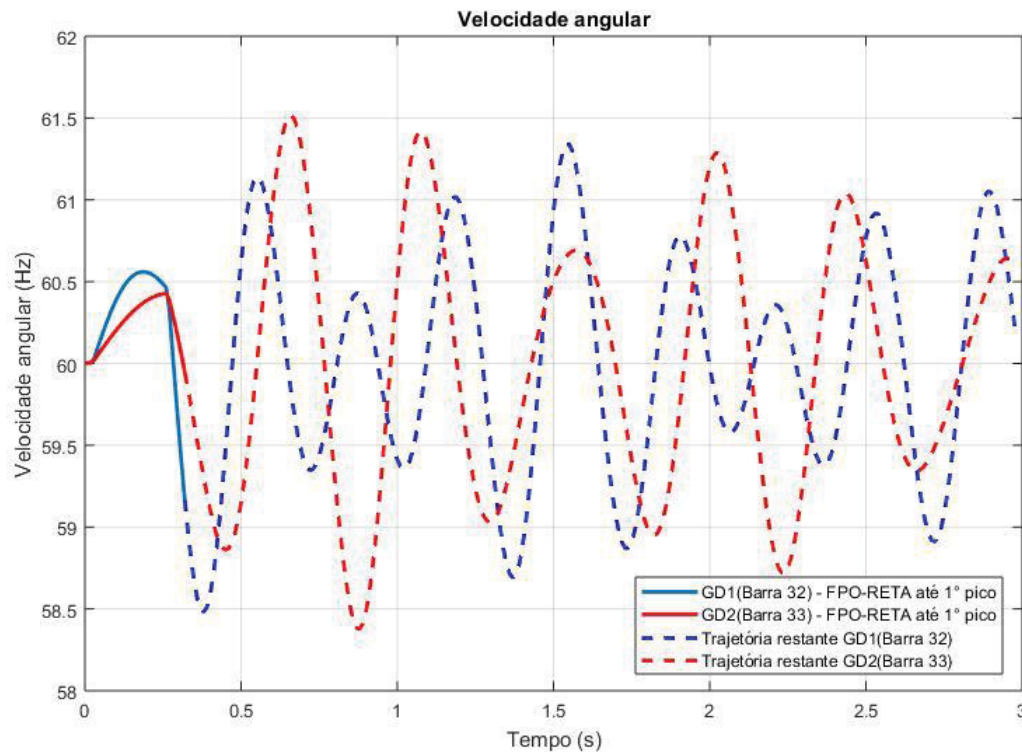
Para a análise de estabilidade, o ângulo do rotor e a velocidade angular do gerador são apresentados nas FIGURA 30 e FIGURA 31, respectivamente. Neste aspecto, o algoritmo do FPO-RETA produziu os valores até os primeiros picos dos ângulos dos rotores nos valores encontrados de $52,27^\circ$ no instante 0,29 segundo, para GD1, e $44,38^\circ$ no instante 0,32 segundo, para GD2. A partir desses pontos, o restante da trajetória é calculado pelo método Runge-Kutta de 4ª ordem.

FIGURA 30 – ÂNGULO DO ROTOR DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32 E 33.



FONTE: A autora (2020).

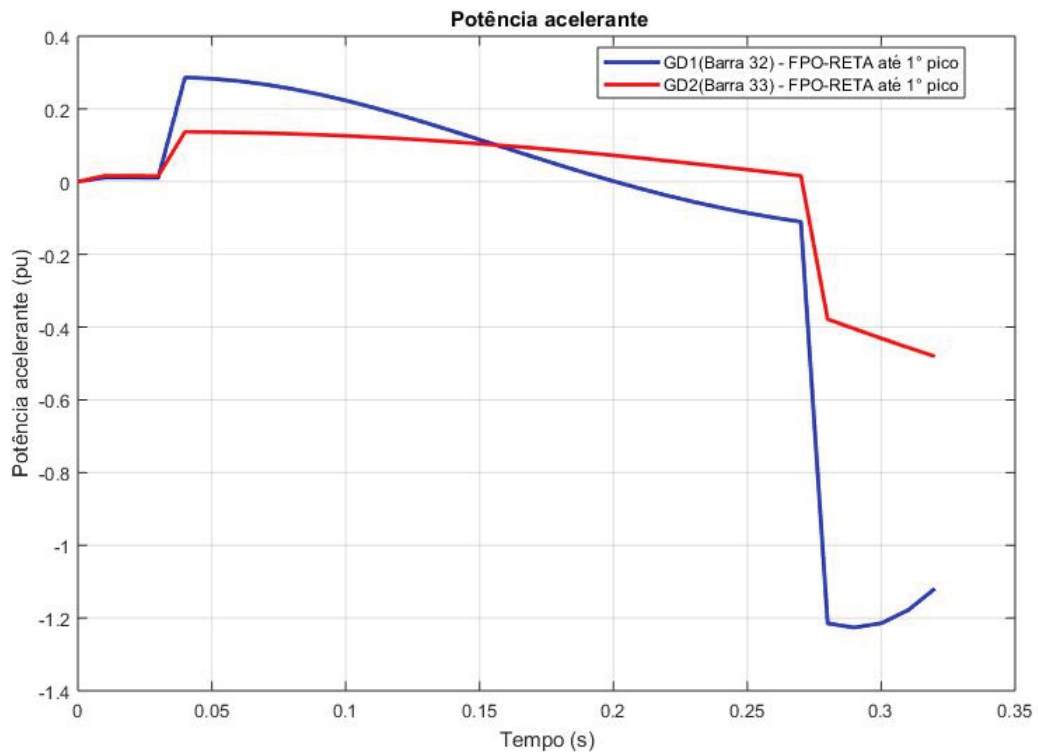
FIGURA 31 – VELOCIDADE ANGULAR DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32 E 33.



FONTE: A autora (2020).

O critério de estabilidade no primeiro pico de oscilação do período pós-falta, para ambos os geradores, a velocidade angular reduz aproximando-se da síncrona e a potência acelerante torna-se negativa, o que atende aos critérios necessários para garantir estabilidade transitória na primeira oscilação. Tal análise complementa-se com a potência acelerante apresentada graficamente na FIGURA 32.

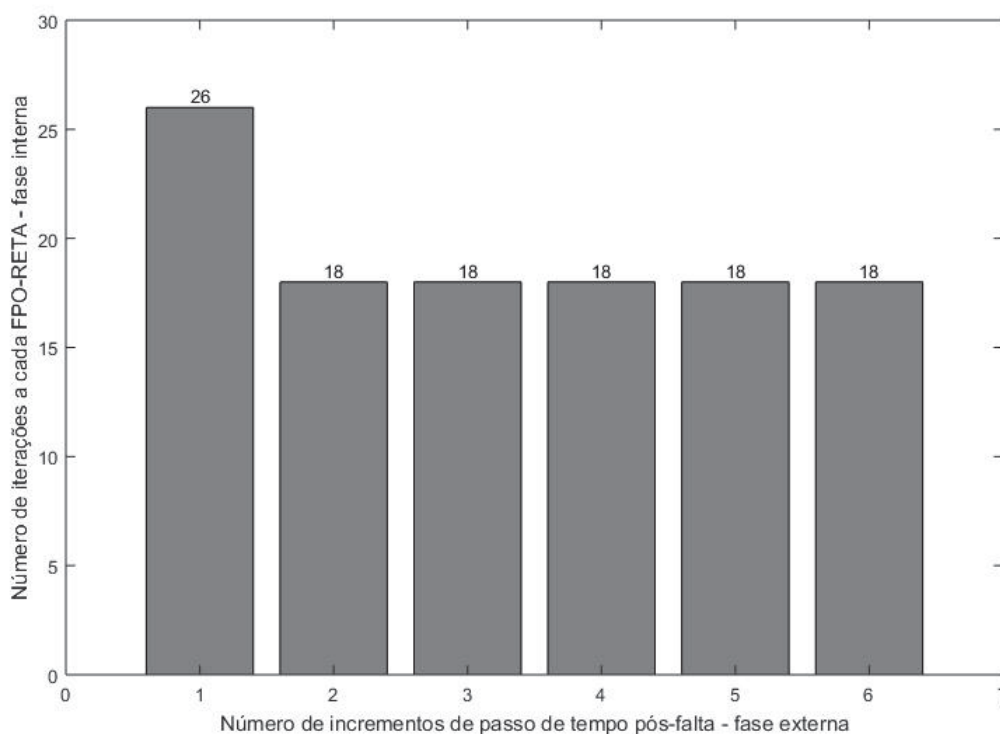
FIGURA 32 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32 E 33.



FONTE: A autora (2020).

Nesse cenário com duas GDs, foram necessárias em média 22 iterações a cada FPO-RETA, sendo exigidos 6 incrementos de tempo pós-falta, ou seja, 6 *loops* completos pelo algoritmo, de acordo com a FIGURA 33. Comparando-se o número de iterações do sistema de 7 barras com 2 GDs, com a formulação sem aproximação da equação de *swing*, em que foram necessárias em média 25 iterações a cada FPO-RETA, denota-se que a quantidade de iterações não aumenta consideravelmente por tratar-se de um sistema maior como o de 31 barras.

FIGURA 33 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 2GDS E 31 BARRAS.



FONTE: A autora (2020).

No tocante ao desempenho computacional, o tempo total de processamento para a solução do problema foi de 118,59 segundos (1 minuto e 59 segundos), com número total de 969 variáveis utilizadas em toda a programação, sejam elas variáveis do problema, de controle ou auxiliares, as quais requerem 1264,10 kilobytes de memória do programa. Tais dados, apresentam-se na TABELA 17. Neste caso, comparando-se com o sistema 7 barras com 2 GDs, na formulação sem considerar coerência de geradores, o tempo de processamento não representa acréscimo expressivo (diferença de 16,43 segundos), tampouco a quantidade de variáveis geradas (diferença de 26), porém com consumo maior de memória (diferença de 537,15 kilobytes), isso se deve ao aumento de barras simuladas e, como consequência, de variáveis.

TABELA 17 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL 31 BARRAS 2GDS.

Desempenho computacional	
Tempo total de processamento (s)	118,59
Quantidade total de variáveis geradas	969
Consumo de memória (kilobytes)	1264,10

FONTE: A autora (2020).

Com esse cenário de 31 barras e 2 GDs, averigua-se que o FPO-RETA proposto apresenta convergência para sistemas maiores, sem que haja prejuízos em sua performance computacional.

6.7 FPO-RETA PARA 4 GDS SISTEMA 31 BARRAS

Para o sistema 31 barras, o caso com geradores nas barras 2 (GD1), 30 (GD2), 29 (GD3) e 16 (GD4) conforme FIGURA 29, são inseridas barras internas enumeradas como 32, 33, 34 e 35, respectivamente, representando suas subestações. O FPO-RETA utilizado possui formulação conforme as equações (5.27) e (5.28), com a aproximação linear da restrição de igualdade do balanço de potência e, para o cálculo de injeção de potência da GD, usa-se a sua forma geral (5.29), sem a aproximação de coerência.

Como solução do problema, obtém-se os resultados para as variáveis de tensão e potência exibidos na TABELA 18, as GDs contribuem, em maior parcela, com injeção de potência ativa em relação ao equivalente do sistema.

TABELA 18 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 4 GDS ALOCADAS NAS BARRAS 32, 33, 34 E 35.

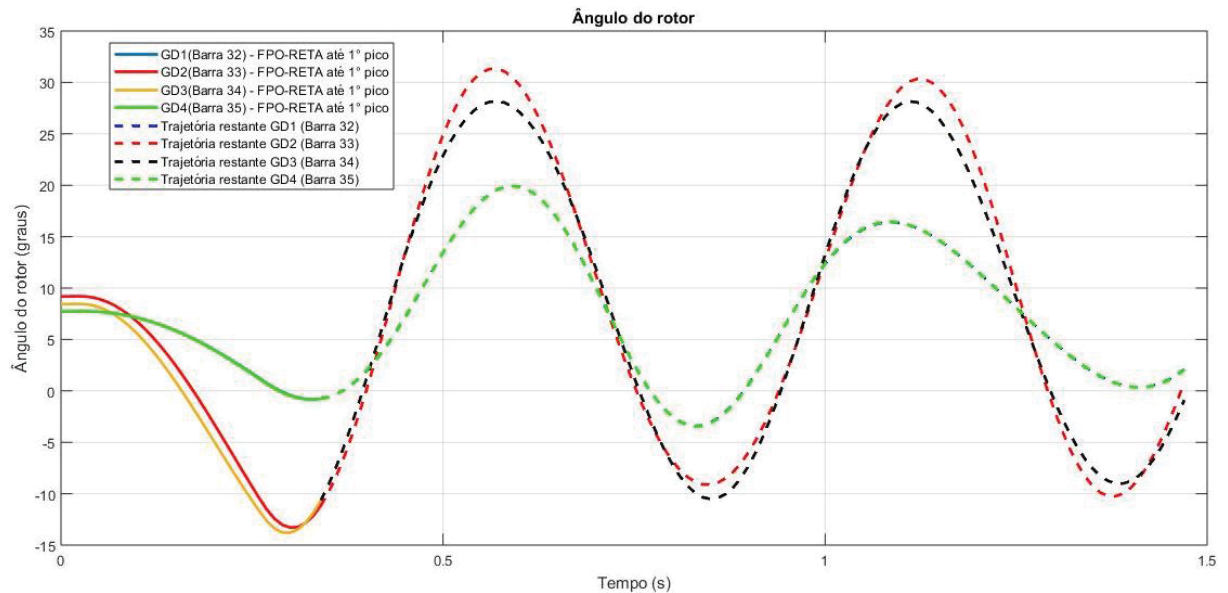
Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
1	1,0000	0,0000	0,0004	0,1171
2	0,9884	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,9875	-0,0008	0,0000	0,0000
4	0,9803	-0,0109	0,0000	0,0000
5	0,9803	-0,0109	0,0000	0,0000
6	0,9799	-0,0112	0,0000	0,0000
7	0,9799	-0,0112	0,0000	0,0000
8	0,9789	-0,0129	0,0000	0,0000
9	0,9721	-0,0164	0,0000	0,0000
10	0,9711	-0,0172	0,0000	0,0000
11	0,9668	-0,0213	0,0000	0,0000
12	0,9708	-0,0173	0,0000	0,0000
13	0,9695	-0,0171	0,0000	0,0000
14	0,9691	-0,0171	0,0000	0,0000
15	0,9691	-0,0171	0,0000	0,0000
16	0,9884	0,0001	0,0000	0,0000
17	0,9868	-0,0013	0,0000	0,0000
18	0,9867	-0,0014	0,0000	0,0000
19	0,9861	-0,0019	0,0000	0,0000
20	0,9860	-0,0020	0,0000	0,0000
21	0,9860	-0,0020	0,0000	0,0000
22	0,9856	-0,0019	0,0000	0,0000
23	0,9895	0,0013	0,0000	0,0000
24	0,9909	0,0028	0,0000	0,0000
25	0,9343	-0,0146	0,0000	0,0000
26	0,9328	-0,0144	0,0000	0,0000
27	0,9310	-0,0142	0,0000	0,0000
28	0,9983	0,0160	0,0000	0,0000
29	0,9983	0,0160	0,0000	0,0000
30	0,9990	0,0290	0,0000	0,0000
31	0,9990	0,0290	0,0000	0,0000
32	0,9892	0,0181	0,4611	0,0201
33	1,0008	0,0471	0,4611	0,0451
34	1,0002	0,0341	0,4611	0,0475
35	0,9892	0,0181	0,4611	0,0195

FONTE: A autora (2020).

Para a análise de estabilidade, o ângulo do rotor e a velocidade angular do gerador são apresentados nas FIGURA 34 e FIGURA 35, respectivamente. Neste aspecto, o algoritmo do FPO-RETA produziu os valores até os primeiros picos dos ângulos dos rotores nos valores encontrados de $-0,83^\circ$ no instante 0,34 segundo, para

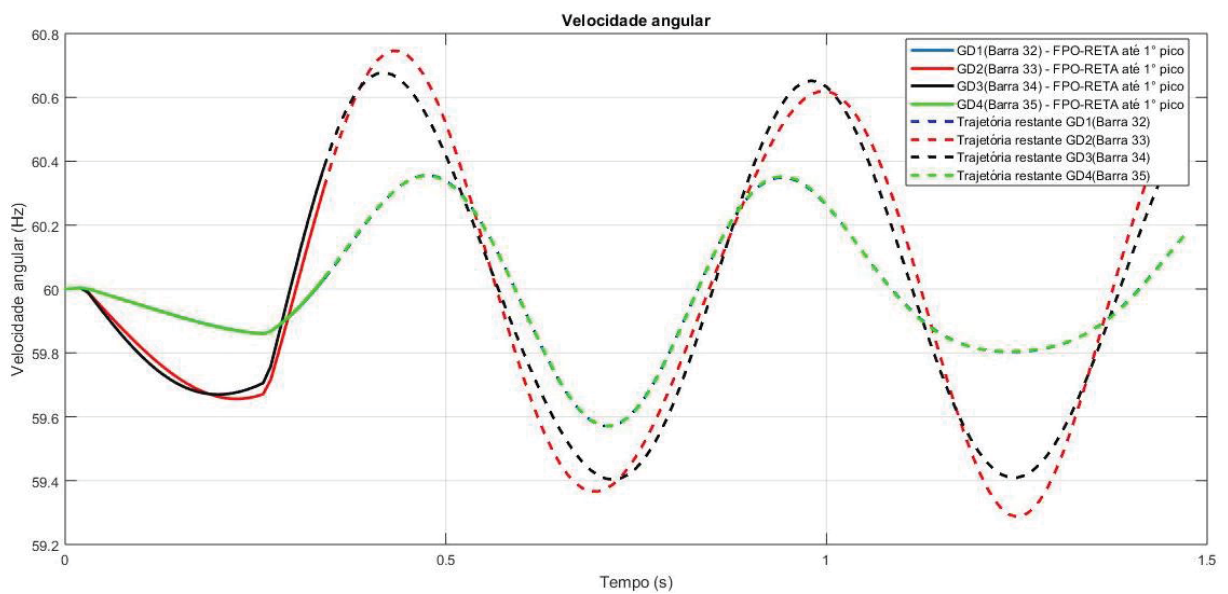
GD1, $-13,30^\circ$ no instante 0,31 segundo, para GD2, $-13,78^\circ$ no instante 0,30 segundo, para GD3, e $-0,85$ no instante 0,34 segundo.

FIGURA 34 – ÂNGULOS DOS ROTORES DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32, 33, 34 E 35.



FONTE: A autora (2020).

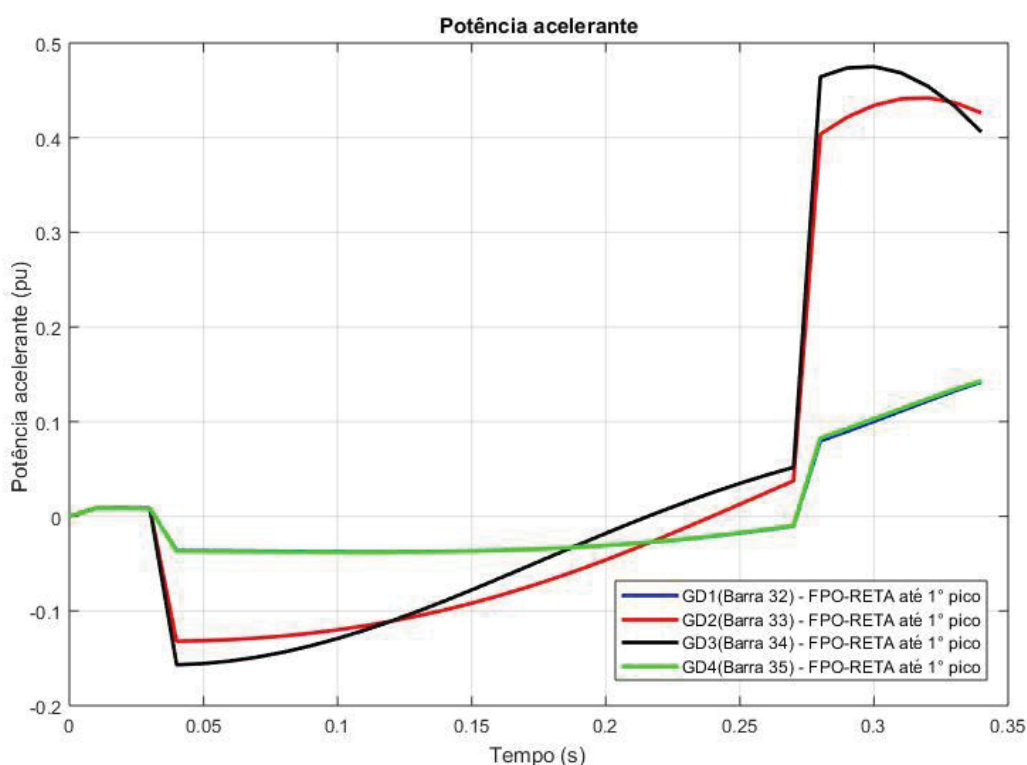
FIGURA 35 – VELOCIDADE ANGULAR DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32, 33, 34 E 35.



FONTE: A autora (2020).

Todos os geradores atendem aos critérios de estabilidade no primeiro pico de oscilação do período pós-falta, a velocidade angular reduz aproximando-se da síncrona e a potência acelerante torna-se positiva, uma vez que estava em desaceleração, o que atende aos critérios necessários para garantir estabilidade transitória na primeira oscilação. Tal análise complementa-se com a potência acelerante apresentada graficamente na FIGURA 36.

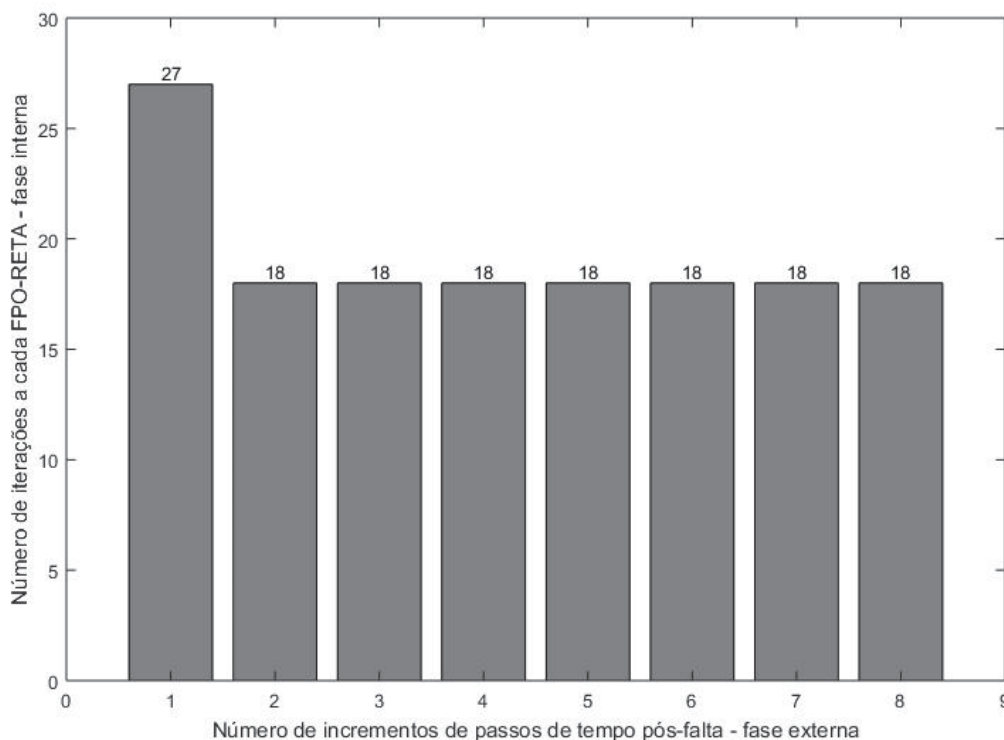
FIGURA 36 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES ALOCADOS NAS BARRAS 32, 33, 34 E 35.



FONTE: A autora (2020).

Nesse cenário com quatro GDs, foram necessárias em média 23 iterações a cada FPO-RETA, sendo exigidos 8 incrementos de tempo pós-falta, ou seja, 8 *loops* completos pelo algoritmo, de acordo com a FIGURA 37. Comparando-se o número de iterações com o caso de 31 barras com 2 GDs, o número de iterações aumentou, devido ao acréscimo de novos geradores.

FIGURA 37 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 4GDS E 31 BARRAS.



FONTE: A autora (2020).

No tocante ao desempenho computacional, o tempo total de processamento para a solução do problema foi de 1078,53 segundos (17 minutos e 59 segundos), com número total de 1879 variáveis utilizadas em toda a programação, sejam elas variáveis do problema, de controle ou auxiliares, as quais requerem 2981,43 kilobytes de memória do programa. Tais dados, apresentam-se na TABELA 19. Neste caso, comparando-se com o sistema 31 barras com 2 GDs, o tempo de processamento e quantidade de variáveis aumenta consideravelmente, fato esperado, uma vez que se dobrou o número de geradores alocados ao sistema.

TABELA 19 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL 31 BARRAS 4GDS.

Desempenho computacional	
Tempo total de processamento (s)	1078,53
Quantidade total de variáveis geradas	1879
Consumo de memória (kilobytes)	2981,43

FONTE: A autora (2020).

A simulação do sistema de 31 barras com 4 GDs, tem-se que o comportamento dos ângulos dos rotores dos geradores 1 e 4 (diferença angular entre eles de $0,02^\circ$ no primeiro pico de oscilação) apresentam o mesmo comportamento, ao menos até o primeiro pico de oscilação, assim como, os geradores 2 e 3 (diferença de $0,48^\circ$). Portanto, nota-se que há dois grupos de geradores coerentes, um grupo formado pelos geradores 1 e 4 e outro grupo com os geradores 2 e 3, dessa forma, propicia a experimentação da aproximação da equação de *swing*.

Uma vez observada a coerência dos geradores, executa-se o FPO-RETA, considerando a equação de injeção de potência aproximada (5.33). Os resultados dessa simulação são descritos na TABELA 20, os quais são praticamente idênticos aos apresentados na TABELA 18, que leva em conta a formulação do FPO-RETA com a expressão completa da injeção de potência (4.17), sem simplificações. Isso demonstra que a aproximação trigonométrica aplicada à injeção de potência não incorre em perda de precisão.

TABELA 20 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 4 GDS, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).

(continua)

Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
1	1,0000	0,0000	0,0004	0,1167
2	0,9885	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,9875	-0,0008	0,0000	0,0000
4	0,9804	-0,0109	0,0000	0,0000
5	0,9804	-0,0109	0,0000	0,0000
6	0,9800	-0,0112	0,0000	0,0000
7	0,9800	-0,0112	0,0000	0,0000
8	0,9790	-0,0129	0,0000	0,0000
9	0,9722	-0,0164	0,0000	0,0000
10	0,9712	-0,0172	0,0000	0,0000
11	0,9668	-0,0213	0,0000	0,0000
12	0,9708	-0,0173	0,0000	0,0000
13	0,9695	-0,0171	0,0000	0,0000
14	0,9691	-0,0171	0,0000	0,0000
15	0,9691	-0,0171	0,0000	0,0000
16	0,9885	0,0001	0,0000	0,0000
17	0,9868	-0,0013	0,0000	0,0000
18	0,9867	-0,0014	0,0000	0,0000
19	0,9861	-0,0019	0,0000	0,0000
20	0,9860	-0,0020	0,0000	0,0000

TABELA 20 – RESULTADO ÓTIMO DAS VARIÁVEIS PARA 4 GDS, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).

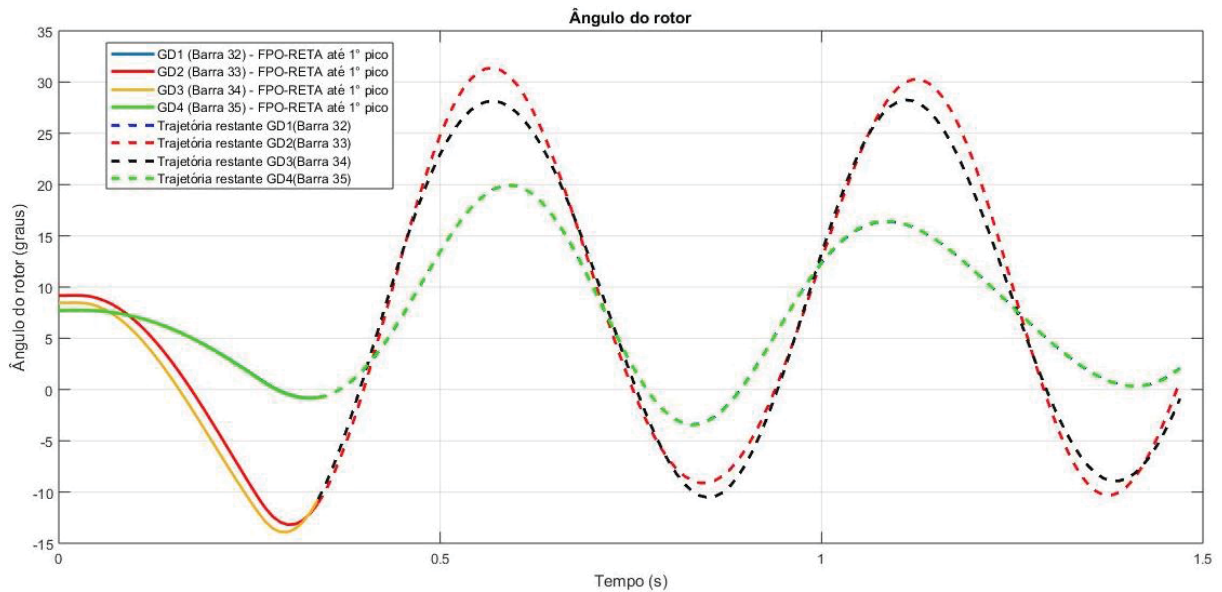
(conclusão)

Barra	V (p.u.)	θ (rad)	P_g (p.u.)	Q_g (p.u.)
21	0,9860	-0,0020	0,0000	0,0000
22	0,9857	-0,0019	0,0000	0,0000
23	0,9896	0,0013	0,0000	0,0000
24	0,9909	0,0028	0,0000	0,0000
25	0,9344	-0,0146	0,0000	0,0000
26	0,9328	-0,0144	0,0000	0,0000
27	0,9310	-0,0142	0,0000	0,0000
28	0,9983	0,0160	0,0000	0,0000
29	0,9983	0,0160	0,0000	0,0000
30	0,9992	0,0290	0,0000	0,0000
31	0,9992	0,0290	0,0000	0,0000
32	0,9893	0,0181	0,4611	0,0204
33	1,0011	0,0471	0,4611	0,0502
34	1,0000	0,0341	0,4611	0,0422
35	0,9893	0,0181	0,4611	0,0198

FONTE: A autora (2020).

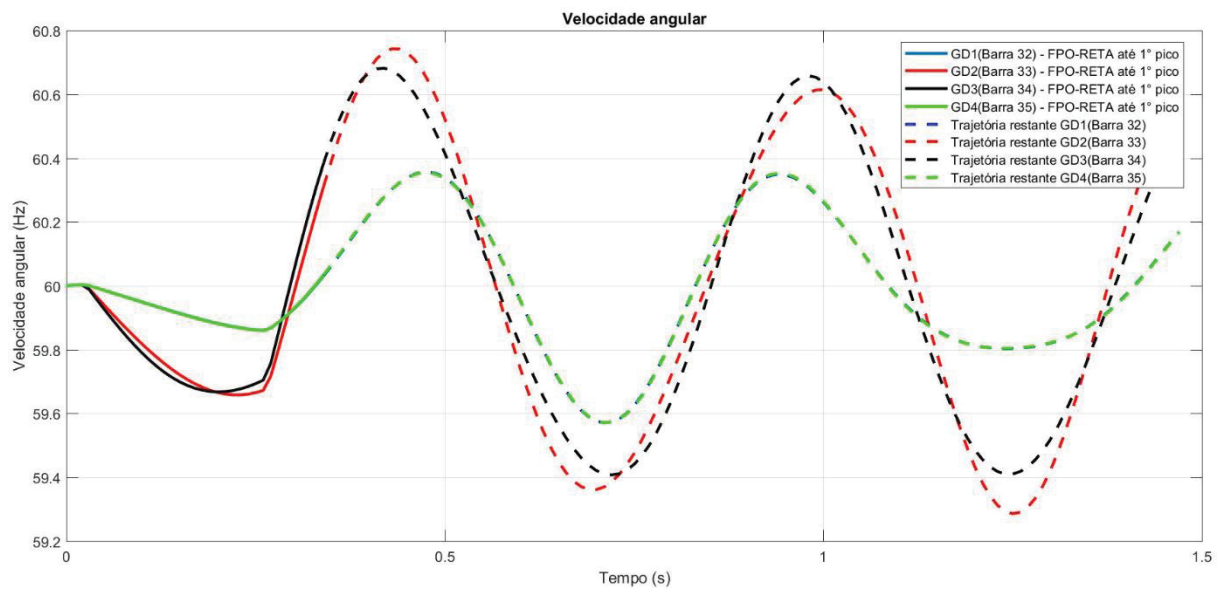
No que se refere ao ângulo do rotor e velocidade angular, o uso da expressão aproximada da injeção de potência no problema não influenciou o instante de tempo em que ocorre o primeiro pico, como exibido pela FIGURA 38 e FIGURA 39. Já os ângulos dos rotores, encontrados para o primeiro pico, foram de $-0,83^\circ$, para GD1, de $-13,18^\circ$, para GD2, de $-13,89^\circ$, para GD3, e $-0,86^\circ$ para GD4. Esses valores apresentam variação de $0,00^\circ$, $0,12^\circ$, $0,11^\circ$ e $0,01^\circ$, para os respectivos geradores (GD1, GD2, GD3 e GD4), em relação aos ângulos encontrados sem a simplificação na expressão de injeção de potência. Logo, a precisão também se confere aos ângulos dos rotores, visto que não incorre em avaliação de estabilidade equivocada.

FIGURA 38 – ÂNGULOS DOS ROTORES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 À GD4, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).



FONTE: A autora (2020).

FIGURA 39 – VELOCIDADES ANGULARES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 À GD4, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).

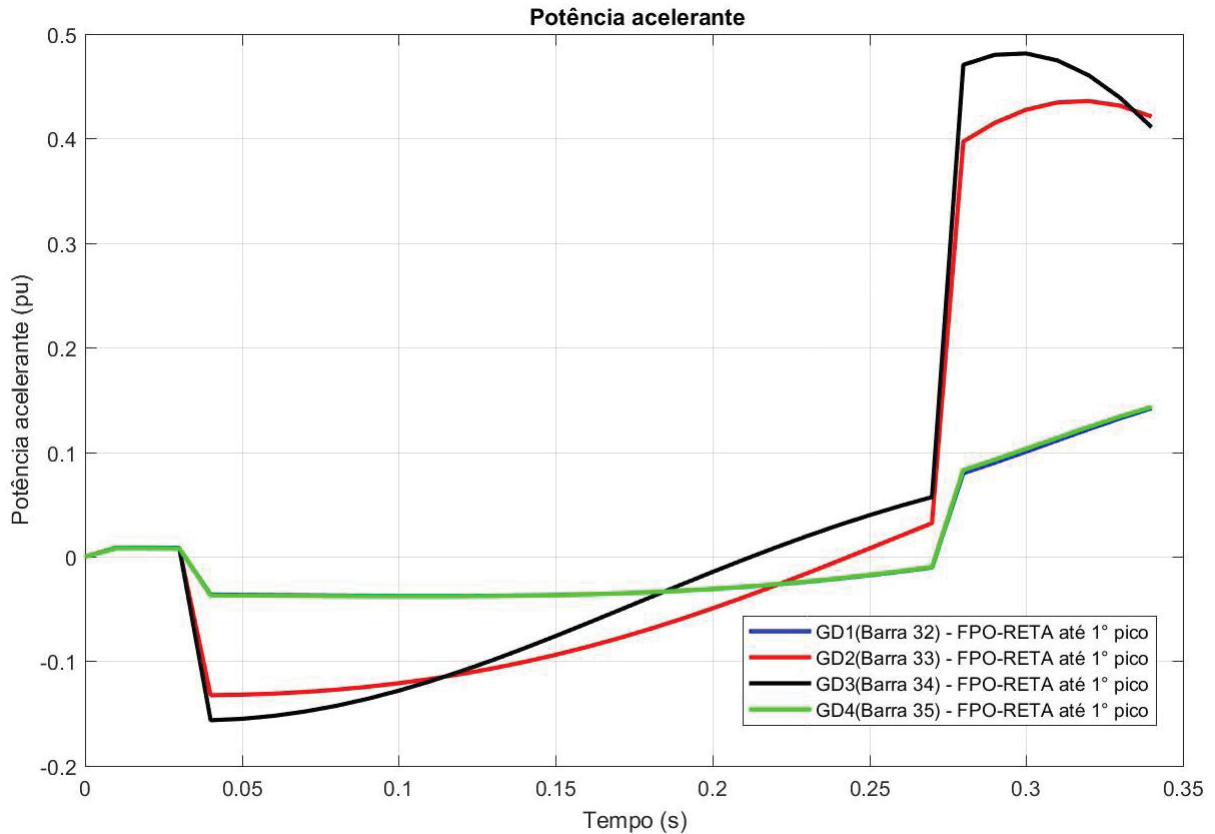


FONTE: A autora (2020).

Quanto à potência acelerante, verifica-se o seu comportamento na FIGURA 40, o qual se mostra semelhante ao verificado no caso da expressão de injeção de potência completa, levando-se, assim, a mesma avaliação da estabilidade do sistema.

Portanto, comprova-se que a aproximação na equação de injeção de potência (5.33) é válida para o caso de geradores coerentes.

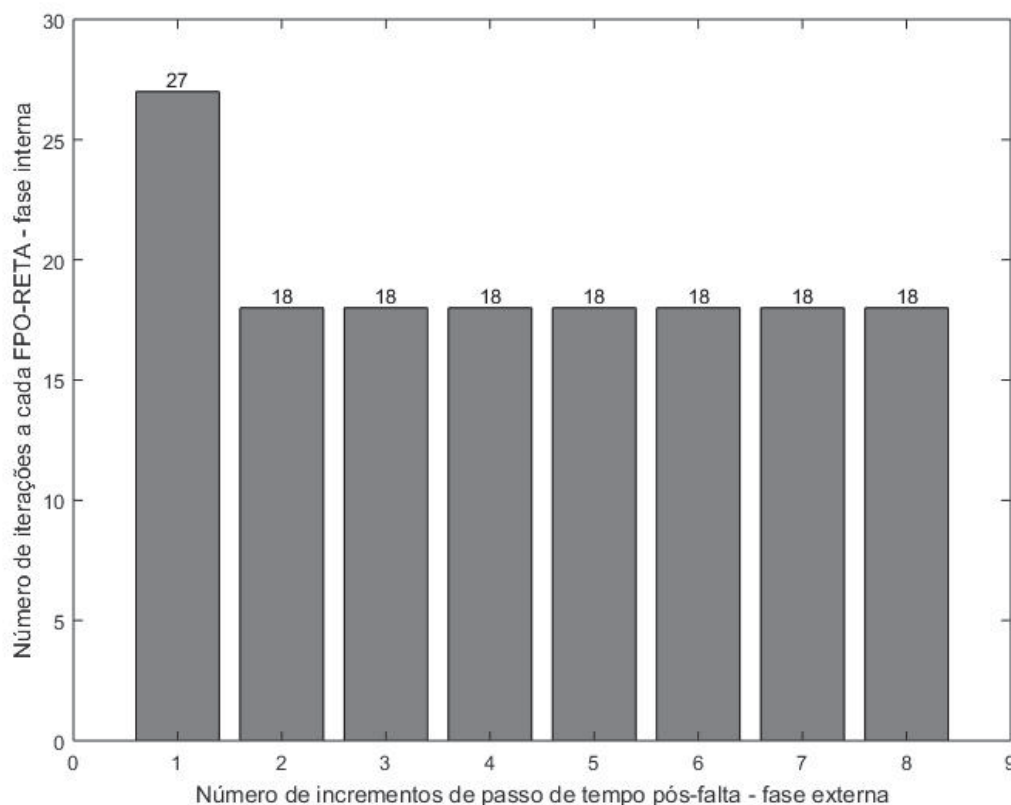
FIGURA 40 – POTÊNCIAS ACELERANTES DOS GERADORES SÍNCRONOS GD1 À GD4, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).



FONTE: A autora (2020).

Nesse caso de 31 barras, com a expressão de injeção de potência aproximada, o número de iterações da fase interna, a cada resolução FPO-RETA, mostrou-se idêntico em comparação com a expressão de injeção de potência completa (sem aproximação), o que pode ser vislumbrado na FIGURA 41.

FIGURA 41 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NA FASE INTERNA E EXTERNA PARA RESOLUÇÃO DO ALGORITMO COM 4GDS, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).



FONTE: A autora (2020).

Apesar dessa formulação do FPO-RETA, com a simplificação na injeção de potência, apresentar o mesmo número de iterações, verifica-se que a aproximação é benéfica para o desempenho computacional, o qual proporciona redução do tempo de processamento em 177,33 segundos (2 minutos e 57 segundos), em porcentagem representa redução de 16,44%, em comparação com o formato geral da expressão de injeção de potência completa, conforme TABELA 21.

TABELA 21 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL 31 BARRAS COM 4 GDS, COM APROXIMAÇÃO DA EXPRESSÃO DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA (5.33).

Desempenho computacional	
Tempo total de processamento (s)	901,20
Quantidade total de variáveis geradas	1879
Consumo de memória (kilobytes)	2981,43

FONTE: A autora (2020).

6.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As contribuições propostas nesta dissertação quanto à formulação, método de resolução e algoritmo, foram testadas por meio de simulações computacionais. Para tanto, iniciou-se com a apresentação dos cenários com uma e duas GDs em conjunto com os dados de entrada para a programação. Ainda, justificou-se a escolha da barra para alocar os geradores síncronos de modo que, do ponto de vista da estabilidade, o caso mais severo, aquele capaz de causar um maior excursionamento no ângulo dos rotores, pudesse ser avaliado com a formulação do FPO-RETA proposto.

Após a apresentação dos cenários, verificou-se a precisão das aproximações linear e quadrática dos balanços de potência ativa e reativa, a fim de constatar se poderiam ser utilizadas na formulação do FPO-RETA. Para isso, solucionaram-se as duas formulações para o FPO, considerando o cenário com dois geradores, uma com restrições de balanço de potência linear e a outra com o balanço de potência quadrático, bem como, simulou-se o FPO clássicos para o mesmo cenário (com restrição do balanço de potência não-linear). Desse modo, de posse de todos os resultados, comparou-se os desvios de amplitude dos resultados dos FPO com aproximações com os dos FPO não-linear, o que permitiu encontrar maior precisão, para as potências, na formulação linear e, para as tensões, na formulação do balanço de potência quadrático.

Na sequência das simulações, o cenário com uma GD permitiu validar o algoritmo programado de forma numérica e encontrar, até o primeiro pico de oscilação no período pós-falta, por meio da formulação FPO-RETA com restrição de balanço de potência quadrático, o resultado ótimo das variáveis, situação que possibilitou avaliar a estabilidade do sistema sob a ótica do ângulo do rotor, da velocidade angular e da potência acelerante.

Já para o cenário com duas GDs, pode-se observar o aumento da dimensão e complexidade do problema, porém, mesmo assim, a formulação do FPO-RETA, com restrições de balanço de potência quadrático, apresentou convergência para um ponto operativo ótimo. Além disso, o cenário com duas GDs permitiu julgar o comportamento dos ângulos dos rotores até o primeiro pico, o que possibilitou concluir que os dois geradores são coerentes, pelo menos, até o referido instante de tempo.

Essa constatação, por sua vez, consente utilizar o FPO-RETA formulado com a aproximação das equações trigonométricas na injeção de potência dos geradores, a qual está contida na restrição de *swing* discretizada das máquinas. Logo, simulou-se a referida formulação para o FPO-RETA no cenário com duas GDs e, com isso, percebeu-se uma redução no número de iterações e no tempo de simulação, sem que a formulação perdesse a sua característica de precisão nos resultados.

Também, comparou-se os tempos de simulação com outro estudo semelhante, o que corroborou para evidenciar o ganho no custo computacional, em especial no tempo de processamento.

Além disso, verificou-se que para um sistema maior, de 31 barras, encontra-se convergência do FPO-RETA para o caso com dois e quatro geradores distribuídos, possibilitando constatar que, para sistemas de maior porte, o número de iterações não acentua-se consideravelmente e o tempo de processamento aumenta, devido ao maior número de barras presentes no sistema. Nessa simulação, de 31 barras com 4 GDs, identifica-se o caso de coerência de geradores, fato que permite a utilização da aproximação da equação de injeção de potência ativa, resultando em menor tempo computacional e precisão para as variáveis do problema.

7 CONCLUSÃO

Após todos os conceitos e formulações apresentados nesta pesquisa científica, o presente trabalho encerra-se neste capítulo de conclusão.

O entrave da operação do sistema elétrico de distribuição com a presença de geradores síncronos distribuídos, tanto para regime permanente quanto para o transitório, fora solucionado como um problema de otimização, cujas finalidades foram majorar o despacho de geração de potência ativa da GD, o que, indiretamente, reduz as perdas nas linhas de distribuição, limitar a potência reativa para não ultrapassar os limites de fator de potência e, sobretudo, garantir a estabilidade transitória angular dos geradores.

Para se atingir referida solução, primeiramente, recorreu-se à literatura em busca de conhecimento para formular e resolver o problema de otimização utilizado para os sistemas elétricos de potência, o FPO clássico, constando restrições de balanço de potência ativa e reativa, essas não-lineares, e restrições operativas da rede. Em seguida, apresentou-se o problema da estabilidade transitória e os instrumentos para a retratar matematicamente, o que foi levado a efeito por intermédio da representação do sistema elétrico em matrizes de admitância e da máquina síncrona pelas equações diferenciais de *swing*. Ainda, discutiu-se sobre a análise de estabilidade no primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor no período pós-falta e a coerência de geradores, fatores que se mostraram essenciais para contribuição da redução da dimensão do problema.

Esses fundamentos iniciais permitiram formular o FPO-RETA, o qual inclui, além das restrições do FPO clássico, as restrições que representam o período transitório, sendo constituídas das condições iniciais dos geradores distribuídos e da discretização numérica das equações de *swing* por meio do método trapezoidal. Com isso, foi possível verificar que, para solucionar o FPO-RETA pelo MPI, alguns desafios devem ser superados, principalmente quando se pretende a redução do custo computacional, podendo-se citar, dentre eles, a grande dimensão do problema, a complexidade por apresentar restrições não-lineares e o grande número de operações para a composição das matrizes jacobianas e hessianas, essas necessárias para a solução do problema pelo MPI.

A fim de resolver esses inconvenientes, o presente trabalho contribui com modificações na formulação do FPO-RETA por intermédio de aproximações das

equações de balanço de potência ativa e reativa e das equações de *swing*, essa, no entanto, somente quando houver coerência de geradores. A aproximação do balanço de potência foi concebida com o uso de premissas para o sistema de distribuição, as quais foram aplicadas na aproximação em série de Taylor, encontrando-se, então, expressões lineares e quadráticas. Já para a aproximação da equação de *swing*, utilizou-se novamente da aproximação em série de Taylor, porém, dessa vez, empregada nas funções trigonométricas presentes na expressão de injeção de potência ativa dos geradores, a qual está contida na equação de *swing*. Outra contribuição refere-se ao algoritmo proposto, no qual se solucionou o FPO-RETA até encontrar o primeiro pico de oscilação, sendo que sua implementação ocorreu de forma numérica, fato que permitiu, independentemente de pré-programações do *software*, considerar apenas o cálculo dos elementos não-nulos das matrizes jacobianas e hessianas, componentes da resolução via MPI.

Para avaliar o impacto das novas proposições, foram simulados computacionalmente, primeiramente, dois cenários de rede de distribuição radial em que, para o primeiro, considerou-se apenas um gerador e, para o segundo, dois geradores síncronos distribuídos. Dessa maneira, possibilitou-se conferir maior precisão, para as potências, na formulação linear e, para as tensões, na expressão de balanço de potência no formato quadrático e verificar a estabilidade no primeiro pico de oscilação no período pós-falta. No caso com duas GDs, constatou-se coerência entre os geradores, fato que proporcionou o uso da aproximação da equação de injeção de potência ativa (inclusa na restrição de *swing*) e também, asseverou precisão nos resultados. Como critérios de eficiência do algoritmo proposto frente ao custo computacional, apresentaram-se o número de iterações para a solução do problema, quantidade de variáveis geradas, consumo de memória e tempo de processamento. Tais indícios permitiram ratificar que as contribuições deste trabalho propiciaram redução no custo computacional, em especial no tempo de processamento.

Na sequência, como uma forma de testar as proposições na formulação do FPO-RETA em um sistema de maior porte, simulou-se o sistema de distribuição de 31 barras, contendo dois e quatro geradores. Esta nova investigação, permitiu concluir que, com as aproximações aplicadas ao FPO-RETA, há convergência para casos com sistemas maiores, inclusive com inclusão de mais geradores alocados ao sistema, o número de iterações não representa aumento expressivo, no entanto, devido ao

acrécimo de barras, expressões e dimensão das variáveis ao problema, provoca maior custo computacional, fato que pode ser reduzido pela aproximação da injeção de potência ativa dos geradores, quando estes forem coerentes.

Portanto, o conceito de estabilidade transitória e coerência no primeiro pico de oscilação do período pós-falta, as simplificações do balanço de potência ativa e reativa, assim como as simplificações da equação de *swing* dos geradores e a programação do algoritmo de forma numérica, foram fatores que juntos contribuíram efetivamente para a redução da dimensão, complexidade e custo computacional para a resolução do FPO-RETA, o qual, como consequência, pode ser utilizado de maneira mais agradável para o usuário e como uma ferramenta, seja para o produtor independente ou para a concessionária de energia elétrica, na tomada de decisão para a operação do sistema de distribuição com geradores síncronos em curto espaço de tempo.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Não obstante as contribuições deste trabalho, acerca do FPO-RETA, as investigações sobre o assunto não foram esgotadas, sendo propostos os seguintes proveitos em trabalhos futuros:

- Explorar as aproximações propostas, linear e quadrática, do balanço de potência ativa e reativa, para os demais estudos envolvendo o uso do Fluxo de Potência ou do FPO, este com uma vasta gama de possibilidades de formulações de objetivos e restrições, como, por exemplo, para múltiplas contingências;
- Experimentar as aproximações da equação de *swing* dos geradores, podendo ser aplicáveis para outros estudos cuja finalidade seja o estudo da dinâmica de geradores, como, por exemplo, estudos para ajustes de proteção de máquinas síncronas;
- Utilizar outros métodos para a resolução do FPO-RETA proposto, como aqueles baseados em inteligência artificial ou, ainda, outras versões do Método dos Pontos Interiores, a fim de buscar maior precisão nos resultados ou redução do custo computacional;
- Analisar o comportamento do FPO-RETA para outros cenários para redes de distribuição, com a inclusão de painéis solares, baterias e carros

elétricos, considerando a intermitência dessas fontes, com a finalidade de avaliar a dinâmica dos geradores síncronos;

- Formular um FPO-RETA para casos que partam de uma situação de instabilidade dos geradores, com o intuito de se garantir a estabilidade após uma perturbação.

REFERÊNCIAS

- ABAPOUR, S.; ZARE, K.; MOHAMMADI-IVATLOO, B. Maximizing penetration level of distributed generations in active distribution networks. **2013 Smart Grid Conference (SGC)**, Tehran, p. 113-118, 2013.
- ABHYANKAR, S. et al. Solution techniques for transient stability-constrained optimal power flow – Part I. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 12, p. 3177-3185, 2017.
- ABREU, L. V. L. D. **Análise do desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados em redes de distribuição em energia elétrica**. [S.l.]: Universidade Estadual de Campinas (Mestrado), 2005.
- ALSAKAIF, T.; VAN LEEUWEN, G. Decentralized Optimal Power Flow in Distribution Networks Using Blockchain. **2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)**, Porto, p. 1-6, 2019.
- ALVES, J. M. T. **Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança aplicado à operação em tempo real utilizando processamento distribuído**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro (Mestrado), 2005.
- AMORIM, E. D. A.; MANTOVANI, J. R. S. Análise das técnicas de solução clássicas e metaheurísticas para o problema do fluxo de potência ótimo. **XXXVIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, Goiânia, p. 490-500, 2006.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.**, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 18 dezembro 2019.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**. [S.l.]. 2016.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.]: [s.n.], 2018.
- ANEEL. **Geração Distribuída**, 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 14 de maio 2021.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, 2019. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82&idPerfil=2&idiomaAtual=0>>. Acesso em: 19 dezembro 2019.
- ANEEL. **Banco de Informações de Geração Distribuída**, 2020. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjViLTlTMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 14 de maio 2021.

ARAUJO, L. R. D. **Uma contribuição ao Fluxo de Potência Ótimo aplicado a sistemas de potência trifásicos usando o Método dos Pontos Interiores**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro (Doutorado), 2005.

ARREDONDO, F. et al. Comparative Implementation of Numerical Integration Methods for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow. **2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)**, Palermo, p. 1-6, 2018.

AYAN, K.; KILIÇ, U.; BARAKLI, B. Chaotic artificial bee colony algorithm based solution of security and transient stability constrained optimal power flow. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 64, p. 136-147, 2015.

BABU, B. K.; MAHESWARAPU, S. An Optimal Accommodation of Distributed Generation in Power Distribution Systems. **2018 20th National Power Systems Conference (NPSC)**, Tiruchirappalli, p. 1-6, 2018.

BAKRY, O. M.; EWAIS, A. M.; HEMEIDA, A. M. Constrained Optimal Power Flow Considering Distributed Generations in power Systems. **Engineering Research Journal - Faculty of Engineering - Menoufia University**, v. 41, n. 2, p. 101-107, 2018.

BLOCK, P. A. B. **Fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular em duas escalas de tempo**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná (Mestrado), 2016.

BOLDEA, I. Electric Generators and Motors: an overview. **CES Transactions on electrical machines and systems**, 1, 2017. 3-14.

BOLOGNANI, S.; ZAMPIERI, S. On the Existence and Linear Approximation of the Power Flow Solution in Power Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 1, p. 163-172, Janeiro 2016.

BRASIL. **Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**, 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 18 dezembro 2019.

BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos**. 1ª. ed. São Carlos: EESC/USP Projeto REENGE, 2000.

BUKIT, F. R. A.; MUBARAKAH, N.; NASUTION, D. M. Minimizing The Electrical Power Distribution Cost By Optimizing the Distributed Generation Placement. **2019 3rd International Conference on Electrical, Telecommunication and Computer Engineering (ELTICOM)**, Medan, Indonesia, p. 60-65, 2019.

CAIN, M. B.; O'NEIL, R. P.; CASTILLO, A. **History of Optimal Power Flow and Formulations**. [S.l.]: Optimal Power Flow Paper 1, 2012.

CALLE, I. A. **Transient Stability Constrained Optimal Power Flow: Improved Models and Practical Applications**. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid (Doutorado), 2015.

CAPITANESCU, F.; WEHENKEL, L. Experiments with the interior-point method for solving large scale Optimal Power Flow problems. **Electric Power Systems Research**, v. 95, p. 276-283, 2013.

CAPITANESCU, F.; WEHWENKEL, L. Experiments with the interior-point method for solving large scale Optimal Power Flow problems. **Electric Power Systems Research**, v. 95, p. 276-283, 2013.

CARPENTIER, J. Contribution á l'étude du dispatching économique. **Bulletin de la Société des Électriciens**, v. 3, n. 8, p. 431-447, 1962.

CASTILLO, A.; O'NEILL, R. P. **Survey of approaches to solving the ACOPF**. [S.l.]: Optimal Power Flow Paper 4, 2013.

CBIE. Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), 18 abril 2019. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/quantos-quilometros-de-linha-de-transmissao-de-energia-temos-no-brasil/>>. Acesso em: 26 julho 2020.

CHEN, P.; XIAO, X.; WANG, X. Interval optimal power flow applied to distribution networks under uncertainty of loads and renewable resources. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 7, p. 139-150, 2019.

CHEN, Y. Y.; CHUNG, C. Y. Multi-Constrained Optimal Power Flow by an opposition-based differential evolution. **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, San Diego, p. 1-7, 2012.

CHERUKURI, A.; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, A. D.; CORTÉS, J. Distributed coordination of power generators for a linearized optimal power flow problem. **American Control Conference (ACC)**, Seattle, p. 3962-3967, 2017.

CHITTORA, S.; SINGH, S. N. Coherency based dynamic equivalencing of electric power system. **2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)**, Guwahati, p. 1-6, 2014.

COPEL. **NTC 905100: Acesso de geração distribuída ao sistema da COPEL (com comercialização de energia)**. Superintendência de Regulação e Finanças da Distribuição. Curitiba- PR. 2017.

COPEL. NTC 905200 - Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL (com compensação de energia), 2018.

COSTA, J. P. D. **Análise estática e dinâmica de redes de distribuição com presença de geração distribuída utilizando o software simulight**. TCC

(Bacharelado em Engenharia Elétrica)-Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará. Belém. 2014.

DALL'ANESE, ; BAKER, K.; SUMMERS, T. Chance-Constrained AC Optimal Power Flow for Distribution Systems With Renewables. **IEEE Transactions on Power Systems**, 32, n. 5, Setembro 2017. 3427-3438.

DELGADO, J. A. et al. A Modified Barrier and Barrier Method and the Optimal Power Flow Problem. **IEEE Latin America Transactions**, v. 15, n. 9, p. 1629-1638, 2017.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F. Optimal Power Flow Solutions. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-87, n. 10, p. 1866-1876, Outubro 1968.

FEI, G. et al. Coordinated Dispatch of Active Power Distribution Network Containing Large-scaled Distributed Generation and Electric Vehicle. **Energy Procedia**, v. 105, p. 2472-2477, 2017.

FERNANDES, T. S. P. Um modelo de despacho ótimo de potência para sistemas multi-usuários. **Doutorado - UFSC**, Florianópolis, 2004.

FERREIRA, C. M. B. M. **Análise de estabilidade transitória de sistemas elétricos de energia utilizando formulações híbridas**. Porto: Universidade do Porto (Doutorado), 2005.

FORTENBACHER, P.; DEMIRAY, T. Linear/quadratic programming-based optimal power flow using linear power flow and absolute loss approximations. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 107, p. 680-689, 2019. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518325377>>.

FREITAS, W. et al. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 301-311, 2006.

FUCHS, K. **Operação ótima de redes de distribuição com geradores síncronos via fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular**. [S.I.]: Dissertação (Mestrado) - UFPR, Universidade Federal do Paraná, 2015.

FUCHS, K. et al. Transient Stability Constrained Optimal Power Flow Based on Multi-time Scale Power System Models. **J Control Autom Electr Syst**, v. 28, p. 418-427, 2017.

FUCHS, K.; KUIAVA, R.; FERNANDES, T. S. P. Optimal operation of distribution networks with synchronous generators via transient stability constrained optimal power flow. **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Denver, p. 1-5, 2015.

GAN, D.; THOMAS, R. J.; ZIMMERMAN, R. D. Stability-constrained optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 535-540, Maio 2000.

GARCES, A. A quadratic approximation for the optimal power flow in power distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 130, p. 222-229, 2016.

GHASEMI, M. et al. Multi-objective optimal power flow considering the cost, emission, voltage deviation and power losses using multi-objective modified imperialist competitive algorithm. **Elsevier**, 78, 2014. 276-289.

GOMES, F. V. **Sistemas Elétricos de Potência**. 1ª. ed. Brasília: NT Editora, 2018.

GONDZIO, J. Interior point methods 25 years later. **European Journal of Operational Research**, v. 218, n. 3, p. 587-601, 2012.

GRANVILLE, S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 1, p. 136-146, Fevereiro 1994.

HAGSPIEL, S. et al. Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling, 66, 1 março 2014. 654-666.

HAQUE, M. H. Further developments of the equal-area criterion for multimachine power systems. **Electric Power Systems Research**, v. 33, n. 3, p. 175-183, 1995.

HAQUE, M. H. Hybrid method of determining the transient stability margin of a power system. **IEEE Generation, Transmission and Distribution**, v. 143, n. 1, p. 27-32, 1996.

HAQUE, M. H. Novel method of finding the first swing stability margin of a power system from time domain simulation. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 143, n. 5, p. 413-419, 1996.

HATZIARGYRIOU et al. Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & extended. **IEE Transactions on Power Systems**, 2020.

HEYDT, G. T. et al. Pricing and Control in the Next Generation Power Distribution System. **IEEE Transactions on smart grid**, v. 3, n. 2, p. 907-914, Junho 2012.

HUDANANTA, S.; HARYONO, T.; SARJIYA. Study of overcurrent protection on distribution network with distributed generation: An Indonesian case. **2017 International Seminar on Application for Technology of Information and Communication (iSemantic)**, Semarang, p. 126-131, 2017.

HUNEAULT, M.; GALIANA, F. D. A survey of the optimal power flow literature. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 762-770, Maio 1991.

IEEE. IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above. **IEEE Std C50.12-2005 (Previously designated as ANSI C50.12-1982)**, p. 1-45, 2006.

IEEE. IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above. **IEEE Std C50.13-2014 (Revision of IEEE Std C50.13-2005)**, p. 1-63, 2014.

IEEE. **IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Parameter Verification with Applications in Power System Stability Analyses**. IEEE Std 1110-2019 (Revision of IEEE Std 1110-2002). [S.l.], p. 1-92. 2020.

JEREMY, L.; MAGNAGO, F. H. **Electricity Markets: Theories and Applications**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2017.

KARMARKAR, N. A new polynomial-time algorithm for linear programming. **Combinatorica**, v. 4, p. 373-395, 1984.

KHAMEES, A. K. et al. Solution of optimal power flow using evolutionary-based algorithms. **International Journal of Engineering, Science and Technology**, v. 9, n. 1, p. 55-68, 2017.

KHAMEES, A. K.; BADRA, N. M.; ABDELAZIZ, A. Y. Optimal Power Flow Methods: A comprehensive Survey. **International Electrical Engineering Journal**, v. 7, n. 4, p. 2228-2239, 2016.

KILIC, U.; AYAN, K. Transient stability constrained optimal power flow solution of ac-dc systems using genetic algorithm. **3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems**, Istanbul, p. 1-6, Outubro 2013.

KIM, I. Optimal distributed generation allocation for reactive power control. **IET Generation, Transmission & Distribution**, p. 1549-1556, 2017.

KUIAVA, R. et al. An analysis of the potential impacts of electromechanical oscillations on the stability and power quality of distributed generation systems. **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, Pittsburg, p. 1-7, 2008.

KUMAWAT, M. et al. Optimally Allocation of Distributed Generators in Three-Phase Unbalanced Distribution Network. **Energy Procedia**, Dezembro, v. 142, p. 749-754, 2017.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York - NY: McGraw, 1994.
KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387-1401, agosto 2004.

KUSAKANA, K. Optimal scheduled power flow for distributed photovoltaic/wind/diesel generators with battery storage system. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 8, p. 916-924, 2015.

LASHKAR ARA, A.; KAZEMI, A.; NABAVI NIAKI, S. A. Multiobjective Optimal Location of FACTS Shunt-Series Controllers for Power System Operation Planning. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 27, n. 2, Abril 2012. 481-490.

LEDESMA, P. et al. Multi-contingency TSCOPF based on full-system simulation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, n. 1, p. 64-72, 2017.

LI, Z. et al. Transmission Contingency Analysis Based on Integrated Transmission and Distribution Power Flow in Smart Grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 6, p. 3356-3367, Novembro 2015.

LIU, P. F. et al. Transient stability constrained optimal power flow using 2-stage diagonally implicit Runge-Kutta method. **2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**, Kowloon, p. 1-5, 2013.

MACHOWSKI, J. Dynamic equivalents for transient stability studies of electrical power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 7, n. 4, p. 215-224, 1985.

MAHMOUD, K.; YORINO, N.; AHMED, A. Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 960-969, Março 2016.

MASIERO, A. C. C.; GURSKI, É.; CASTRO, J. V. D. A. **Estudo de estabilidade transitória em sistemas elétricos de potência utilizando métodos energéticos**. Curitiba: Universidade Tecnológica do Paraná (Trabalho de conclusão de curso), 2016.

MATEUS, J. P. D. C. **Métodos de análise da estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica**. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa (Mestrado), 2010.

MENG, F. A generalized optimal power flow program for distribution system analysis and operation with distributed energy resources and solid state transformers. **Missouri University of Science and Technology (doutorado)**, 2014.

MISRA, S.; MOLZAHN, D. K.; DVIJOTHAM, K. Optimal Adaptive Linearizations of the AC Power Flow Equations. **Power Systems Computation Conference (PSCC)**, Dublin, p. 1-7, 2018.

MOHAMMADI, J. et al. Multilevel distributed approach for DC Optimal Power Flow. **2015 IEEE Global Conference on Signal and Information Processing (GlobalSIP)**, Orlando, p. 1121-1125, 2015.

MOLZAHN, D. K.; HISKENS, I. A. A Survey of Relaxations and Approximations of the Power Flow Equations. **Now Foundations and Trends**, 2019.

MOLZAHN, D. K.; LESIEUTRE, B. C.; DEMARCO, C. L. A Sufficient Condition for Power Flow Insolvability With Applications to Voltage Stability Margins. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2592-2601, Agosto 2013.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

MORAES, C. E. O.; KUIAVA, R. Robust Tuning Methodology of Power System Stabilizers and Var/PF Controllers for Distributed Synchronous Generators. **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**, Gramado, p. 1-6, 2019.

MUKHERJEE, A.; ROY, P. K.; MUKHERJEE, V. Transient stability constrained optimal power flow using oppositional krill herd algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 83, p. 283-297, 2016.

NAJAFI, S. et al. A New DG Planning Approach to Maximize Renewable - Based DG Penetration Level and Minimize Annual Loss. **Technological Innovation for Smart Systems**, v. 499, 2017.

NEVIUS, D. **The history of the North American Electric Reliability Corporation**. [S.l.]: NERC, 2020. Disponível em: <<https://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>>.

NGUYEN DUC, H.; TRAN, L.; NGOC, D. A novel approach to solve transient stability constrained optimal power flow problems. **Turkish Journal of Electrical Engeneering & Computer Sciences**, v. 25, p. 4696-4705, Janeiro 2017.

NISHIDA, S.; TAKEDA, S. Derivation of Equivalents for Dynamic Security Assessment. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 6, n. 1, p. 15-23, 1984.

OLIVEIRA, C. C. B. D. et al. **Introdução a sistemas elétricos de potência**. 2ª. ed. São Paulo: Edgard Blucher LTDA, 1996.

OUBBATI, Y.; ARIF, S.; ABIDO, M. Improved PSO Applied to the Optimal Power Flow with Transient Stability Constraints. **Journal of Electrical Systems**, v. 12, p. 672-686, Dezembro 2016.

PARK, R. H. Two-Reaction Theory of Synchronous Machines. **AIEE Transactions**, v. 48, p. 716, 1929.

PODMORE, R. Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-97, n. 4, p. 1344-1354, 1978.

PODMORE, R. Power Systems Coherency and Model Reduction. **Power Electronics and Power Systems**, New York, v. 94, Maio 2013.

RADOSAVLJEVIĆ, J. et al. Optimal power flow for distribution networks with distributed generation. **Serbian Journal of Electrical Engineering**, 12, n. 2, 2015. 145-170.

RAJASHEKAR, Y.; KAMBLE, G. A Review on Stability Constrained Optimal Power flow. **EE-655: Course Project ITT Bombay**, p. 1-3, 2014.

RAMOS, R. A. **Procedimento de projeto de controladores robustos para o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas de potência**. São Carlos: Dissertação (Doutorado) - USP, 2002.

RASHEDUR, R. S.; YEAKUB, H. M.; SEKENDAR, A. M. A new approach to coherency identification in large multi-machine power system. **2012 7th International Conference on Electrical and Computer Engineering**, Dhaka, p. 587-590, 2012.

RAVADANEGH, S. N.; ROSHANAGH, R. G. On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 54, p. 487-497, 2014.

SAHA, A. et al. HSOS: a novel hybrid algorithm for solving the transient-stability-constrained OPF problem. **Soft Comput** **24**, p. 7481-7510, 2020.

SALIM, R. H. et al. Impact of power factor regulation on small-signal stability of power distribution systems with distributed synchronous generators. **European Transactions on Electrical Power**, v. 21, p. 1923-1940, 2011.

SASSON, A. M.; VILORIA, F.; ABOYTES, F. Optimal Load Flow Solution Using the Hessian Matrix. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-92, n. 1, p. 31-41, Janeiro 1973.

SOUZA, E. J. J. P. D.; SILVA, A. M. L. D. Uma metodologia eficiente para o cálculo de equivalentes dinâmicos baseados em coerência. **Revista Controle e Automação**, v. 3, p. 264-281, 1992.

STANTON, S. E.; DYKAS, W. P. Analysis of a Local Transient Control Action by Partial Energy Functions. **IEEE Power Engineering Review**, v. 9, n. 8, p. 44-45, 1989.

STEINMETZ, C. P. Power Control and Stability of Electric Generating Stations. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. XXXIX, n. 2, p. 1215-1287, 1920.

STOTT, B.; JARDIM, J.; ALSAC, O. DC Power Flow Revisited. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1290-1300, Agosto 2009.

SUN, D. I. et al. Optimal Power Flow By Newton Approach. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-103, n. 10, p. 2864-2880, Outubro 1984.

TANGPATIPHAN, K.; YOKOYAMA, A. Adaptive Evolutionary Programming with Neural Network for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow. **2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems**, Curitiba, p. 1-6, 2009.

TAO, Y.; MELIOPOULOS, P. S. Optimal power flow via quadratic power flow. **2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**, Phoenix, p. 1-8, 2011.

TERLAKY, T. (Ed.). **Interior Point Methods of Mathematical Programming**. 1. ed. [S.I.]: Springer US, v. 5, 1996.

TU, X.; DESSAINT, L.; KAMWA, I. Fast approach for transient stability constrained optimal power flow based on dynamic reduction method. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 8, n. 7, p. 1293-1305, 2014.

VENKATESH, B. Optimal power flow in radial distribution systems. **Conference Proceedings IPEC**, Singapore, 2010. 18-21.

VERMA, K.; NIAZI, K. R. A coherency based generator rescheduling for preventive control of transient stability in power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 45, n. 1, p. 10-18, 2013.

VIEHWEIDER, A. et al. Smart robust voltage control for distribution networks using interval arithmetic and state machine concepts. **2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)**, Gothenberg, p. 1-8, 2010.

WADE. **World Alliance for Decentralized Energy**, 2019. Disponível em: <http://www.localpower.org/deb_what.html>. Acesso em: 18 novembro 2019.

WIELER, P. L. C. **Fluxo de potência ótimo com critérios de segurança dinâmica aplicado em redes de distribuição com geração distribuída**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná (mestrado), 2019.

WIELER, P. L. C.; KUIAVA, R.; SOUZA, W. F. S. Transient stability constrained optimal power flow based on trajectory sensitivity for power dispatch of distributed synchronous generators. **IEEE Latin America Transactions**, v. 18, n. 7, p. 1247-1254, 2020.

XIA, X.; WEI, H. Transient Stability Constrained Optimal Power Flow Based on Second-Order Differential Equations. **Procedia Engineering**, v. 29, p. 874-878, 2012.

XU, Y. et al. A Hybrid Method for Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow Computation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 1769-1777, Novembro 2012.

YANG, Y. et al. A parallel approach for multi-contingency transient stability constrained optimal power flow. **2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting**, Chicago, 1-5 2017.

YUAN, H. et al. Novel Linearized Power Flow and Linearized OPF Models for Active Distribution Networks With Application in Distribution LMP. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 1, p. 438-448, Janeiro 2018.

ZARATE-MINANO, R. et al. Securing Transient Stability Using Time-Domain Simulations Within an Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 243-253, 2010.

ZHANG, N. et al. Optimal reactive power dispatch of renewable energy based on primal-dual interior filter method. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**, v. 227, Março 2019.

ZHOU, H. et al. Interior point method based reactive power optimization of active distribution network. **2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)**, Xi'an, p. 1-6, 2016.